

UNIVERSIDAD DE CUENCA



FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE TITULACIÓN DE LA MAESTRÍA EN TELEMÁTICA

ESTUDIO PARA LA PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CUMBARATZA DE LA EERSSA, UTILIZANDO PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN MIXTOS DNP3.0 E IEC61850 (GOOSE)

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MAGISTER EN TELEMÁTICA

AUTOR: Marcos Francisco Valarezo Orejuela

DIRECTOR: Ing. MSc. Eduardo Mauricio Samaniego Rojas

NOVIEMBRE 2016

CUENCA-ECUADOR



RESUMEN

La subestación eléctrica Cumbartaza, perteneciente a la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., es controlada a través de un sistema SCADA, utilizando para ello el protocolo industrial de comunicación DNP3.0. Una mejora en los equipos de protecciones eléctricas es requerida, para poder cumplir con funciones de protección adicionales, así como la obtención de datos de oscilografías y el registro de fallas eléctricas con stampa de tiempo.

La EERSSA realizará una modernización en la subestación eléctrica Cumbartaza, orientada netamente al cambio de relés de protecciones eléctricas, los cuales deberán adaptarse a la infraestructura actual disponible.

Los relés de protección disponibles son limitados en cuanto a la información que se puede reportar. Y la unidad remota, tiene la capacidad de comunicarse con los demás elementos utilizando el protocolo DNP3.0, el cual deberá mantenerse en operación.

La EERSSA no contempla el reemplazo de la unidad terminal remota, por lo que surge la necesidad en desarrollar un estudio que permita obtener las pautas y/o recomendaciones que guíen en la selección adecuada de los equipos de protecciones, mejoren la red local de comunicaciones, y permitan el uso de tecnologías modernas de comunicación, como es el protocolo GOOSE del estándar IEC61850.

El presente proyecto, mediante la investigación bibliográfica y pruebas funcionales, expone las recomendaciones necesarias para realizar adecuaciones en la arquitectura de la red local de la subestación Cumbartaza, tomando en cuenta la funcionalidad de protocolos de comunicación mixtos DNP3.0 y GOOSE. Incorporando la función de protección de barra, con el uso de mensajería GOOSE.

Palabras Clave: IEC 61850, Protocolo de red distribuido (DNP3.0), GOOSE (Evento de subestación genérico orientado a objetos), Dispositivo electrónico inteligente (IED), Protección de barra.



ABSTRACT

The electrical substation Cumbartaza, belonging to the Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., allows its control and remote monitoring through a SCADA system, using the industrial communication protocol DNP3.0. An improvement in electrical protection equipment is required in order to comply with additional protection functions, as well as obtaining oscillograph data and recording of electrical failures with time stamp.

EERSSA will carry out a modernization in the Cumbaratza electrical substation, clearly oriented to the change of electrical protection relays, which must be adapted to the current available infrastructure.

The available protection relays are limited in terms of the information that can be reported. And the remote unit has the ability to communicate with other elements using the DNP3.0 protocol, which must be kept in operation.

EERSSA does not contemplate the replacement of the remote terminal unit, so the need arises to develop a study to obtain the guidelines and / or recommendations that guide the proper selection of protection equipment, improve the local communications network, and allow the use of modern communication technologies, such as the GOOSE protocol of the IEC61850 standard.

The present project, through bibliographic research and tests, presents the recommendations necessary to make adjustments in the architecture of the local network of the Cumbaratza substation, taking into account the functionality of mixed communication protocols DNP3.0 and GOOSE. This allows maintaining the continuity in the tele-commanded operation of the station and incorporating the bar protection, with the use of GOOSE messaging.

Key Words: IEC 61850, Distributed Network Protocol (DNP3.0), GOOSE (Generic Object Oriented Substation), Intelligent Electronic Device (IED), Bar protection.



ÍNDICE DE CONTENIDO

Índice de Contenido

RESUMEN	2
ABSTRACT	3
ÍNDICE DE CONTENIDO	4
ÍNDICE DE FIGURAS	6
ÍNDICE DE TABLAS	7
GLOSARIO	8
CLAUSULA DE RESPONSABILIDAD	9
CLAUSULA DE RECONOCIMIENTO DEL DERECHO DE LA UNIVERSIDAD	10
INTRODUCCION	11
JUSTIFICACIÓN.....	13
OBJETIVOS.....	14
ALCANCE.....	15
CAPITULO I	16
1.1 <i>Funcionamiento de un SEP</i>	<i>16</i>
1.2 <i>Subestaciones Eléctricas</i>	<i>17</i>
1.2.1 Clasificación de las Subestaciones [1]	18
1.2.2 Arreglo de Barras en Subestaciones [1]	22
1.2.3 Equipos principales de una subestación [3]	22
1.2.4 Protección y control en subestaciones eléctricas [3]	32
1.3 <i>Subestación Cumbaratza de la EERSSA.....</i>	<i>38</i>
1.3.1 Sistema eléctrico de potencia de la EERSSA	38
1.3.2 Diagrama unifilar de la subestación Cumbaratza	40
1.3.3 Operación y control de la subestación Cumbaratza	41
1.3.4 Coordinación de protecciones subestación Cumbaratza	45
1.4 <i>Sistema SCADA de la EERSSA</i>	<i>49</i>
1.4.1 Arquitectura de la red de comunicación del sistema SCADA	49
1.4.2 Arquitectura de red del Centro de Control de la EERSSA	51
1.4.3 Red de acceso a la subestación Cumbaratza.....	53
1.4.4 Red local de la subestación Cumbaratza.....	54
1.4.5 Protocolos de comunicación en la subestación Cumbaratza.....	57
CAPÍTULO II	61
2.1 <i>Introducción</i>	<i>61</i>
2.2 <i>Historia.....</i>	<i>62</i>



2.3	<i>Requisitos fundamentales para el desarrollo del estándar IEC61850</i>	63
2.4	<i>Objetivos y ventajas del estándar IEC61850</i>	63
2.5	<i>Estructura del estándar IEC61850 [11] [13] [14]</i>	65
2.6	<i>Arquitectura funcional según IEC61850 [11]</i>	67
2.6.1	Niveles funcionales en una subestación según IEC61850 [11]	70
2.6.2	Modelo de Datos [22, 24]	71
2.6.3	Nodos Lógicos y conexiones lógicas [15]	73
2.6.4	El concepto de PICOM [15]	75
2.6.5	Semántica de los Nodos Lógicos [20]	76
2.6.6	Nodo Lógico Cero (LLN0) y Nodo Lógico Dispositivo Físico (LPHD) [17]	78
2.6.7	Organización funcional de los Nodos Lógicos [17]	79
2.6.8	Modelo de servicio [17]	81
2.6.9	Tipos de comunicación [25]	83
2.6.10	Tipos de mensajes [15]	84
2.6.11	Mensajes GOOSE [12] [21]	88
2.6.12	Lenguaje de configuración de subestaciones SCL [16]	90
CAPITULO III	94
	<i>Introducción</i>	94
3.1	<i>Requerimientos protecciones eléctricas subestación Cumbaratza</i>	97
3.1.1	Modernización de la SE Cumbaratza	98
3.1.2	Protección de barra en media tensión SE Cumbaratza	99
3.2	<i>Requerimientos de hardware y software de IEDs</i>	101
3.3	<i>Planteamiento de la arquitectura de red de comunicaciones de la SE Cumbaratza</i>	103
3.4	<i>Lógica de protección con protocolo GOOSE</i>	109
3.5	<i>Consideraciones de implementación de protecciones con GOOSE</i>	110
3.6	<i>Presupuesto en equipos</i>	112
3.7	<i>Pruebas de Laboratorio</i>	113
3.7.1	Topología de red de telecomunicación para pruebas	114
3.7.2	Configuración de protocolo GOOSE, habilitación reporte	115
3.7.3	Configuración de protocolo GOOSE, grupo de datos (Dataset)	116
3.7.4	Configuración de protocolo GOOSE, Publicación - Suscripción	117
3.7.5	Verificación de traspaso de información por mensajes GOOSE	121
3.7.6	Tiempos de actuación de IEDs, utilizando mensajes GOOSE	124
3.7.7	Reporte de datos al SCADA bajo el protocolo DNP3.0	129
3.7.8	Visualización del tráfico de datos en la red laboratorio	131
CONCLUSIONES	135
RECOMENDACIONES	136
ANEXOS	137
TRABAJOS FUTURO	138
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	143



ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	16
FIGURA 1.2 FOTOGRAFÍA SUBESTACIÓN OBRAPÍA DE LA EERSSA [2]	18
FIGURA 1.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y SIMBOLOGÍA IEC	23
FIGURA 1.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y SIMBOLOGÍA	25
FIGURA 1.5 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL Y SIMBOLOGÍA IEC	26
FIGURA 1.6 BANCO DE CAPACITORES TRIFÁSICO Y SIMBOLOGÍA IEC	27
FIGURA 1.7 PARARRAYO ÓXIDO METÁLICO TIPO ESTACIÓN Y SIMBOLOGÍA IEC	29
FIGURA 1.8 INTERRUPTOR DE POTENCIA Y SIMBOLOGÍA	31
FIGURA 1.9 CUCHILLA O SECCIONADOR APERTURA LATERAL Y SIMBOLOGÍA	32
FIGURA 1.10 CIRCUITO ELEMENTAL DE PROTECCIÓN POR SOBRE-CORRIENTE [3].....	34
FIGURA 1.11 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE [29]	36
FIGURA 1.12 ESQUEMA BÁSICO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL [29]	37
FIGURA 1.13 DIAGRAMA UNIFILAR (SIMPLIFICADO) EERSSA [4]	39
FIGURA 1.14 DIAGRAMA UNIFILAR (SIMPLIFICADO) QUE REPRESENTA A LA SUBESTACIÓN CUMBARATZA DE LA EERSSA [5]	40
FIGURA 1.15 CONSOLAS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL DE LA EERSSA. FUENTE: EERSSA.....	41
FIGURA 1.16 CELDA DE INTERRUPCIÓN EN MT (22kV), CONTROLES DE OPERACIÓN MANUAL Y ELÉCTRICO. [7]	43
FIGURA 1.17 EQUIPO GIS DE 69kV, DE SALIDA A EL PANGUI. CONTROLES DE OPERACIÓN MANUAL ELÉCTRICO, Y MANUAL MECÁNICO. [7]	44
FIGURA 1.18 DIAGRAMA UNIFILAR ALIMENTADOR, EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PROTECCIÓN. [5]	45
FIGURA 1.19 DIAGRAMA UNIFILAR DETALLADO SUBESTACIÓN CUMBARATZA. [5]	46
FIGURA 1.20 CONEXIÓN ELÉCTRICA JERÁRQUICA DE CUMBARATZA, FUENTE: EERSSA	47
FIGURA 1.21 CURVAS AJUSTADAS EN IEDs, EN LA RED ELÉCTRICA HACIA LA SE CUMBARATZA, FUENTE: EERSSA	48
FIGURA 1.22 DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE ARQUITECTURA DE RED SISTEMA SCADA. FUENTE: EERSSA	50
FIGURA 1.23 DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE ARQUITECTURA DE RED LOCAL DEL CENTRO DE CONTROL. FUENTE: EERSSA	52
FIGURA 1.24 DIAGRAMA DE RED DE COMUNICACIÓN EXTERNA. [6]	53
FIGURA 1.25 RED DE ÁREA LOCAL DE LA SUBESTACIÓN CUMBARATZA. [6]	55
FIGURA 2.1 MODELO DE INTERFACES DE LA AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN [11].	68
FIGURA 2.2 NIVELES FUNCIONALES DE UNA SUBESTACIÓN [15]. INTERFACE 11 (IF11) PERMITE EL INTERCAMBIO DE DATOS DE CONTROL ENTRE SUBESTACIONES.	70
FIGURA 2.3 MODELAMIENTO CONCEPTUAL SEGÚN IEC 61850 [15]	73
FIGURA 2.4 LOS NODOS LÓGICOS Y EL CONCEPTO DE ENLACES [15]	74
FIGURA 2.5 EJEMPLO DE APLICACIÓN DE CONCEPTO DE NODO LÓGICO [15]	75
FIGURA 2.6 INTERCAMBIO DE DATOS ENTRE NODOS LÓGICOS (LN) [17]	76
FIGURA 2.7 EJEMPLO DE INTERRUPTOR REPRESENTADO POR UN LN Y SU INFORMACIÓN [17]	77
FIGURA 2.8 EJEMPLO DISPOSITIVO LÓGICO Y NODOS LÓGICO LLNO/LPHD [17]	78
FIGURA 2.9 EJEMPLO DE JERARQUÍA IMPLEMENTADA EN UN IED [17]	80
FIGURA 2.10 EJEMPLO DE ORGANIZACIÓN FUNCIONAL [17]	80
FIGURA 2.11 MÉTODOS Y COMUNICACIONES ACSI [17]	81
FIGURA 2.12 MAPEO DE MENSAJES GOOSE [21]	89
FIGURA 2.13 RELACIÓN DE ARCHIVOS SCL ENTRE HERRAMIENTAS DE INGENIERÍA	93
FIGURA 3.1 TIEMPO DE ACTUACIÓN CABLE VS MENSAJES GOOSE [30]	95
FIGURA 3.2 RELÉS DE PROTECCIÓN ABB, MODELOS SPAJ 140C Y SPAA 341 C2	98
FIGURA 3.3 PROTECCIÓN BARRA SIMPLE, INCORPORACIÓN NUEVO IED + TCS.....	100
FIGURA 3.4 ESQUEMA INTERBLOQUEO, PROTECCIÓN DE BARRA [26]	101
FIGURA 3.5 TOPOLOGÍA DE RED SE CUMBARATZA, FUENTE: EERSSA	103
FIGURA 3.6 TOPOLOGÍA REDUNDANCIA SIMPLE DE RED SE CUMBARATZA. FUENTE: AUTOR	104
FIGURA 3.7 TOPOLOGÍA APLICABLE EN LA RED SE CUMBARATZA. FUENTE: AUTOR.....	105
FIGURA 3.8 CONFIGURACIÓN VLAN RED LOCAL DE CUMBARATZA. FUENTE: AUTOR	107
FIGURA 3.9 TOPOLOGÍA, CON SWITCH AUXILIAR, APLICABLE EN LA RED SE CUMBARATZA. FUENTE: AUTOR	108
FIGURA 3.10 DIAGRAMA LÓGICO PROTECCIÓN BARRA SIMPLE MT. FUENTE: AUTOR	110
FIGURA 3.11 TOPOLOGÍA DE RED UTILIZADA PARA PRUEBAS DE LABORATORIO. FUENTE: AUTOR	115
FIGURA 3.12 CONFIGURACIÓN DE INTERFACE DE RED, PARA REPORTE GOOSE. FUENTE: AUTOR	116



FIGURA 3.13 CONFIGURACIÓN DE INTERFACE DE RED, PARA REPORTE GOOSE. FUENTE: AUTOR	116
FIGURA 3.14 CONFIGURACIÓN SIMPLIFICADA DE MENSAJES GOOSE, DISPOSITIVOS LÓGICOS. FUENTE: AUTOR	117
FIGURA 3.15 CONFIGURACIÓN SIMPLIFICADA DE MENSAJES GOOSE, PUBLICACIÓN - SUSCRIPCIÓN. FUENTE: AUTOR..	118
FIGURA 3.16 LÓGICA DE ACTUACIÓN DE PROTECCIONES, CON FALLA EN BARRA 22kV. FUENTE: AUTOR	119
FIGURA 3.17 PUBLICACIÓN – SUSCRIPCIÓN, MENSAJES GOOSE HACIA IED T60. FUENTE: AUTOR.....	120
FIGURA 3.18 LÓGICA DE ACTUACIÓN DE PROTECCIONES, CON FALLA EN ALIMENTADOR. FUENTE: AUTOR	121
FIGURA 3.19 ESQUEMA DE CONEXIÓN DE MALETA DE PRUEBAS Y CURVAS DE PROTECCIÓN AJUSTADAS EN IEDs. FUENTE: AUTOR	122
FIGURA 3.20 CURVAS DE PROTECCIÓN EN IEDs. LADO IZQUIERDO: EN UNA CONDICIÓN NORMAL, LADO DERECHO: MODIFICACIÓN DE LA CURVA DEL IED T60 PARA PROTEGER BARRA. FUENTE: AUTOR	124
FIGURA 3.21 DATOS DE MAGNITUD DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN LA SUBESTACIÓN CUMBARATZA Y TIEMPOS DE ACTUACIÓN SEGÚN AJUSTES EN IEDs. FUENTE: EERSSA	125
FIGURA 3.22 ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA EL REGISTRO DE TIEMPOS DE ACTUACIÓN. FUENTE: AUTOR	125
FIGURA 3.23 TIEMPOS DE TRANSMISIÓN DE MENSAJES GOOSE. [21]	127
FIGURA 3.24 MONITOR ACTIVO DE MENSAJES GOOSE (IZQ) Y FUENTE DE SEÑALES DE CORRIENTE SECUNDARIAS CON LA DETECCIÓN DEL TIEMPO DE LAS SEÑALES DE DISPARO (DER). FUENTE: AUTOR	128
FIGURA 3.25 CONFIGURACIÓN ESCLAVO DNP EN IED DE PROTECCIÓN + LISTADO DE PUNTOS A REPORTAR. FUENTE: AUTOR	130
FIGURA 3.26 VALORES REPORTADOS A SCADA, MEDIANTE PROTOCOLO DNP3.0. FUENTE: AUTOR.....	131
FIGURA 3.27 CAPTURA DE TRÁFICO GENERAL, PAQUETES DNP3.0, GOOSE, TCP. FUENTE: AUTOR.	132
FIGURA 3.28 DETALLE DE INFORMACIÓN EN MENSAJE GOOSE. FUENTE: AUTOR.	133
FIGURA 3.29 ESTADÍSTICA DE INFORMACIÓN CONTENIDA EN CAPTURA. FUENTE: AUTOR.....	134
FIGURA 3.30 INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN ENTRE SUBESTACIONES, MEDIANTE MENSAJES GOOSE. FUENTE: AUTOR.	139
FIGURA 3.31 REPRESENTACIÓN DE UNA RED AMPLIA PARA MENSAJES GOOSE. FUENTE: AUTOR.	141

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 AJUSTES DE RELÉS DE PROTECCIONES CUMBARATZA. FUENTE: EERSSA	46
TABLA 1.2 DIRECCIONES DE RED ASIGNADAS EN LA S/E CUMBARATZA. FUENTE: EERSSA	55
TABLA 1.3 CARACTERÍSTICAS SWITCH DE COMUNICACIÓN EN SE CUMBARATZA. FUENTE: EERSSA.....	57
TABLA 2.1. JUSTIFICACIONES ECONÓMICAS DE MIGRACIÓN A ESTÁNDAR IEC61850 [10].....	65
TABLA 2.2. ESTRUCTURA SIMPLIFICADA DEL ESTÁNDAR IEC61850 [18-31].	67
TABLA 2.3. ARCHIVOS DESCRITOS EN EL LENGUAJE DE CONFIGURACIÓN DE SUBESTACIONES [16].....	92
TABLA 3.1 PRESUPUESTO REFERENCIAL DE COSTOS DE EQUIPAMIENTO	112
TABLA 3.2 TIEMPOS DE ACTUACIÓN POR CONTACTO FÍSICO Y MEDIANTE MENSAJES GOOSE, CONFIGURADOS EN VARIOS MODOS DE RETRANSMISIÓN. FUENTE: AUTOR.....	126



GLOSARIO

C

CELEC EP TRANSELECTRIC

Empresa de Transmisión y Generación de
Energía Eléctrica a nivel Nacional, 40, 48, 49

CNT

Cooperación Nacional de Telecomunicaciones,
52

D

DNP3.0

Protocolo de Red Distribuido, 2

E

EERSSA

Empresa Electrica Regional del Sur S.A., 2

EIA-485

Estandar de red serial de bus diferencial
multipunto, 57, 58

G

GE

Empresa General Electric, 51, 59, 60, 100, 105,
111, 115, 117, 118, 129, 131, 143

GOOSE

Evento de subestación genérico orientado a
objetos, 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 14, 16, 17,
56, 63, 84, 87, 90, 91, 92, 93, 96, 97, 98, 103,
105, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 113, 114,
116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124,
125, 126, 127, 128, 129, 130, 131, 132, 133,
134, 135, 136, 137, 138, 140, 143

I

ICCP

Protocolo de Comunicación entre Centros de
Control, 54

IEDs

Dispositivos Electrónicos Inteligentes, 6, 7, 8, 15,
16, 36, 37, 50, 63, 65, 66, 68, 69, 70, 73, 75,
85, 90, 91, 92, 93, 94, 98, 101, 102, 103, 104,
105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112, 113,
114, 115, 116, 117, 118, 120, 123, 124, 125,
126, 127, 128, 129, 131, 132, 133, 140, 142

L

LAN

Red de Area Local, 9, 42, 63, 66, 67, 91, 92, 113,
116

O

OnGuard

Sistema de Video Vigilancia de la marca Lenel,
53, 57

P

Power Link Advantage

Aplicación de Interface Hombre Máquina de la
marca General Electric, 43, 51, 53, 58, 60, 100

R

RTU

Unidad Terminal Remota, 15

S

SCADA

Sistema de adquisición, control y monitoreo
remoto, 2

SMRT

Multi-phase Relay Tester, 115, 123, 124, 127,
128, 129

SNMP

Protocolo Simple de Protocolo Simple de
Administración de Red, 10, 53, 59

T

TOC3

Sobre Corriente Temporizada Nro.3, 121, 122,
123, 128

W

WAN

Red de Area Extendida, 43, 52, 53, 140

WhatsUp

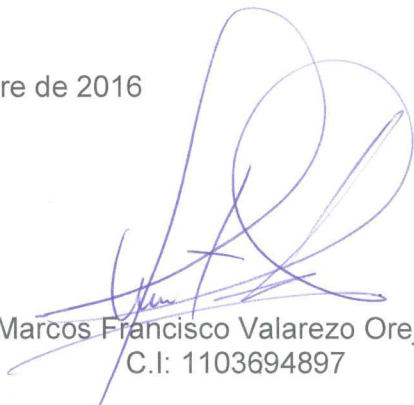
Aplicación de monitoreo de equipos de
comunicación, 53, 57



CLAUSULA DE RESPONSABILIDAD

Marcos Francisco Valarezo Orejuela, autor de la tesis "ESTUDIO PARA LA PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CUMBARATZA DE LA EERSSA, UTILIZANDO PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN MIXTOS DNP3.0 E IEC61850 (GOOSE)", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de MAGISTER EN TELEMATICA. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, noviembre de 2016



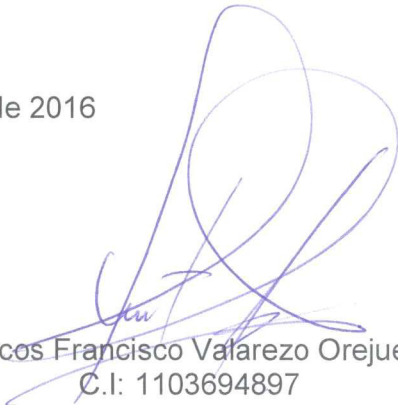
Marcos Francisco Valarezo Orejuela
C.I: 1103694897



CLAUSULA DE RECONOCIMIENTO DEL DERECHO DE LA UNIVERSIDAD

Marcos Francisco Valarezo Orejuela, autor de la tesis "ESTUDIO PARA LA PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CUMBARATZA DE LA EERSSA, UTILIZANDO PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN MIXTOS DNP3.0 E IEC61850 (GOOSE)", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, noviembre de 2016



Marcos Francisco Valarezo Orejuela
C.I: 1103694897



INTRODUCCION

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA), desde mediados del año 2009, dispone de un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) para la operación remota de las subestaciones eléctricas, utilizando como principal conjunto de reglas para transmitir información de un lugar a otro, al protocolo industrial de comunicación DNP3.0 (protocolo de red distribuido).

Sin embargo, éste protocolo posee ciertas limitaciones en cuanto a los requerimientos para establecer una comunicación horizontal, los cuales son utilizados actualmente con el objetivo de mejorar los sistemas de automatización, control y protección en las subestaciones eléctricas.

Un sistema eléctrico está sujeto al deterioro natural de sus componentes, ya sea por su uso, cumplimiento del tiempo de vida útil, errores de operación, condiciones ambientales o condiciones externas; las mismas que pueden ser minimizadas por la aplicación de los diferentes procesos de mantenimiento industrial. A pesar de ello, se presentan fallas que ocasiona la interrupción del suministro de energía eléctrica y en casos severos, la afectación a los propios equipos del sistema, así como a dispositivos de los consumidores.

La coordinación de protecciones eléctricas, en un sistema eléctrico de potencia, consiste en una actividad de ingeniería que juega un papel fundamental y de vital importancia ante las posibles fallas que puedan ocurrir, velando por mantener la estabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico, así como tratando de evitar daños a los equipos y elementos principales.

Esta coordinación toma mayor relevancia cuando se desarrolla a nivel de una subestación eléctrica, de tal manera que para su implementación se requiere de la disponibilidad, versatilidad, flexibilidad, confiabilidad de ciertos elementos y sistemas.



Como ejemplo, se pueden citar los equipos de medición y protección, transformadores de potencial y de corriente, equipos de interrupción y seccionamiento, equipos de potencia, etc. A los que se suman los sistemas de video vigilancia, de automatización, de control y de telecomunicaciones.

Evitar por completo que se puedan presentar fallas en un sistema eléctrico de potencia o en cualquier otro sistema, es una tarea difícil y que requiere de recursos; en tal sentido surge la necesidad de incorporar tecnología moderna que coadyuven a cumplir dichas pretensiones y a reducir la incidencias de las fallas.

Para ello la EERSSA, con el objetivo de mejorar la operatividad en sus subestaciones, ha procedido a reemplazar relés de protección antiguos por equipos de moderna tecnología, los cuales deberán adaptarse a la infraestructura que se posee en dichas instalaciones. Así mismo se busca utilizar protocolos de comunicación modernos que permitan mejorar las protecciones.

Una tecnología de reciente aparición para la Automatización de Subestaciones Eléctricas consiste en el estándar IEC61850, que sin bien está orientado a las redes y sistemas de comunicación en subestaciones, se deja abierta la posibilidad de utilizar esta tecnología de acuerdo al requerimiento de los clientes.

El desarrollo de un estudio permitirá complementar y mejorar las tecnologías en cuanto a nuevas funciones de protecciones eléctricas, así como permitir la operación remota de la estación con los equipos existentes y viabilizando la utilización de protocolos de comunicación mixtos.

El estándar IEC61850 permite manejar diferentes niveles de implementación, de acuerdo a las disponibilidades y necesidades del usuario. Es así, que a través de la presente investigación, se pretende implementar funciones de protecciones eléctricas que se desarrollan bajo el



protocolo de comunicación GOOSE del estándar IEC61850, y seguir manteniendo un reporte y operación mediante el protocolo de comunicación existente DNP3.0, entre los dispositivos de protección IEDs y la unidad terminal remota (RTU) de la subestación Cumbaratza de la EERSSA.

JUSTIFICACIÓN

a. Beneficios para el Usuario

La ejecución del presente proyecto representará un beneficio para la EERSSA, en cuanto a la incorporación de moderna tecnología, la selección de los equipos más adecuados para aprovechar los recursos existentes del sistema SCADA y la implementación de funciones de protección para mejorar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

b. Beneficios para el Estudiante

El desarrollo del presente proyecto constituye un beneficio real en la aplicación de conocimientos, crecimiento profesional y aporte laboral por parte del estudiante de la Maestría en Telemática, el Ing. Marcos Valarezo Orejuela; ya que además se constituye en un complemento a la carrera de la ingeniería eléctrica en potencia que ostenta el mencionado estudiante, aparte de convertirse en una aplicación directa y concreta en referencia a las actividades laborales que cumple actualmente el aspirante en una industria del sector de distribución de energía eléctrica, constituida actualmente como un servicio público, que apoya al desarrollo del Ecuador.



OBJETIVOS

a. Objetivo General

Estudiar los requerimientos necesarios para la incorporación de IEDs¹ de protección de moderna tecnología, bajo el estándar IEC61850 (GOOSE)², en coordinación con el funcionamiento de la RTU³ existente en el sistema SCADA actual de la EERSSA y que maneja el protocolo de comunicación DNP3.0.

b. Objetivos Específicos

i. Objetivos Tangibles

- Actualizar el diagrama de la red de telecomunicaciones establecida entre los equipos de control y monitoreo, que conforman la subestación eléctrica Cumbaratza.
- Identificar las características técnicas, en cuanto a los requerimientos de telecomunicaciones, para que los IEDs a ser utilizados puedan cumplir con las funciones de protecciones eléctricas requeridas.
- Ejecutar pruebas de laboratorio, para la verificación de la integración de la subestación Cumbaratza, con la utilización de los protocolos de comunicación mixtos DNP3.0 y GOOSE.

ii. Objetivos Intangibles

- Investigar el funcionamiento de los protocolos de telecomunicación especializados GOOSE, y que se encuentran establecidos en el estándar IEC61850.
- Comparación entre los protocolos de comunicación DNP3.0 y el estándar IEC61850.

¹ IEDs o DEIs.- Dispositivos Electrónicos Inteligentes

² GOOSE.- Generic Object Oriented Substation Event (Evento de Subestación Genérico Orientado a Objetos), Protocolo de comunicación especializado, perteneciente al estándar IEC61850.

³ RTU o UTR.- Unidad Terminal Remota



ALCANCE

El presente proyecto posee como finalidad la investigación concreta de protocolos de telecomunicación modernos en la industria de distribución de energía eléctrica, como los definidos bajo el estándar IEC61850 particularmente el protocolo GOOSE; y los existentes actualmente en el medio local, concretamente al protocolo DNP3.0 utilizado por la EERSSA.

Lo que permitirá establecer requerimientos y sugerencias de orden tecnológico, para la incorporación de modernos métodos en cuanto a las funciones de protecciones eléctricas; para su utilización conjunta con los equipos del sistema SCADA disponibles en la subestación Cumbaratza de la EERSSA.

Además, se pretende efectuar pruebas locales de laboratorio para verificar el funcionamiento conjunto del protocolo de comunicación moderno (GOOSE) y el existente (DNP3.0).

CAPITULO I

Descripción del funcionamiento de la subestación eléctrica Cumbaratza de la EERSSA, su monitoreo y control bajo el protocolo de comunicación SPABUS.

1.1 Funcionamiento de un SEP

Según el Instituto de ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se define como “*una red formada por unidades generadoras eléctricas, cargas y/o líneas de transmisión de potencia, incluyendo el equipo asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente a la red*”.

La conformación de un sistema eléctrico de potencia permite distribuir la energía eléctrica generada en distintas centrales, hasta el consumidor final. Para ello atraviesa diferentes etapas de transformación, para que pueda ser utilizada bajo parámetros normados y estándares a nivel de clientes.

Como se muestra en la Figura 1.1, se puede identificar 3 fases principales en el suministro de energía eléctrica, como parte inicial está la generación, luego viene la transmisión y por último la distribución.

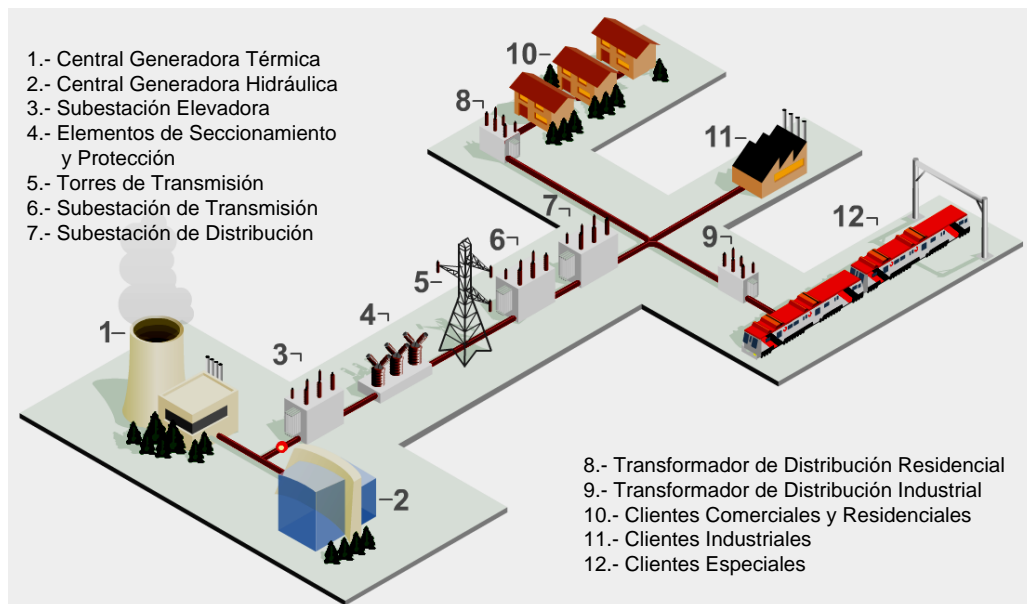


Figura 1.1 Representación gráfica de un sistema eléctrico de potencia⁴

⁴ [En línea]. Disponible: <http://faculty.mansfield.edu/wkeeth/swf/electricidad.swf>. [Consultado: 03-Ago-2014].



La etapa de Generación de energía eléctrica puede ser interpretada como la zona en la cual se convierte la energía térmica, hidráulica, química, cinética, lumínica, etc; en energía eléctrica, que por sus características puede ser transportada hacia su lugar de uso. A nivel de un sistema eléctrico de potencia se pueden encontrar centrales de generación con un nivel de tensión de entre 3 a 22kV, con potencias de generación de entre 10 a 100 MVA o más. Figura 1.1.

En la parte de Transmisión, la energía generada por la central es acondicionada para su transporte, es decir se eleva los niveles de voltaje para reducir las pérdidas durante su transporte a través de líneas de transmisión a grandes distancia.

Para cumplir este objetivo se requiere de subestaciones elevadoras, línea de transmisión y subestaciones reductoras. Se trabaja con niveles de tensión de entre los 138kV hasta 500kV. Figura 1.1.

La parte de Distribución utiliza subestaciones reductoras, para distribuir la energía a través de alimentadores o circuitos primarios que se extienden por las áreas urbanas, residenciales, rurales e industriales. Este recorrido se lo puede efectuar con el tendido de conductores de forma aérea o de forma subterránea; a lo largo de estas líneas existen estaciones de transformación que permiten obtener voltajes de baja tensión manejables por el usuario, 110-220Vac.

1.2 Subestaciones Eléctricas

Una subestación eléctrica, como parte importante de un sistema eléctrico de potencia, consiste en la disposición de distintos equipos y elementos de funcionalidades eléctricas; que dispuestos en conjunto en una instalación, permiten modificar y establecer los niveles de tensión de una red eléctrica, para facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica. [1]

En la Figura 1.2, se puede apreciar la fotografía de una subestación eléctrica, del tipo abierta, y clasificada como de reducción, perteneciente al sistema de distribución de la EERSSA⁵.



Figura 1.2 Fotografía subestación Obrapía de la EERSSA [2]

1.2.1 Clasificación de las Subestaciones [1]

Las subestaciones eléctricas dependiendo del nivel de tensión que manejan, la potencia instalada, y el servicio que prestan se pueden clasificar según el siguiente detalle:

- Subestaciones Elevadoras

Ubicadas principalmente en centrales generadoras, que permiten transformar el nivel de tensión, para que pueda ser transmitida a grandes distancias. Un esquema representativo se muestra en la Figura 1.2.1.

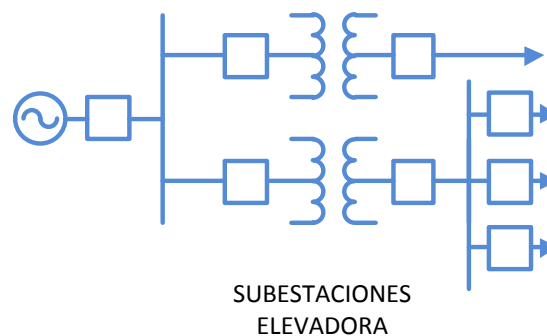


Figura 1.2.1 Esquema de Subestación Elevadora [1]

⁵ EERSSA.- Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

- Subestaciones Reductoras

Utilizadas principalmente para la entrega y distribución de energía, luego de la transmisión hacia las distribuidoras, permitiendo llegar a los distintos usuarios de la red eléctrica y su posterior utilización. Un esquema representativo se muestra en la Figura 1.2.2.

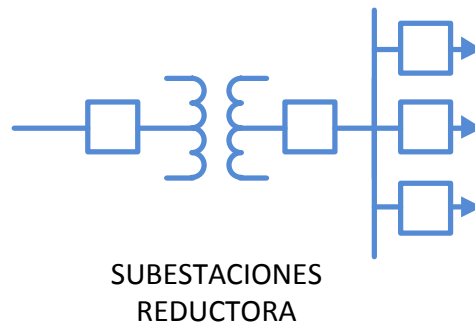


Figura 1.2.2 Esquema de Subestación Reductora [1]

- Subestaciones de Enlace

Con la finalidad de permitir maniobras de transferencias de carga para una mayor confiabilidad del sistema, existen subestaciones que permiten el enlace a otros circuitos o la incorporación entre distintas fuentes de energía. Un esquema representativo se muestra en la Figura 1.2.3.

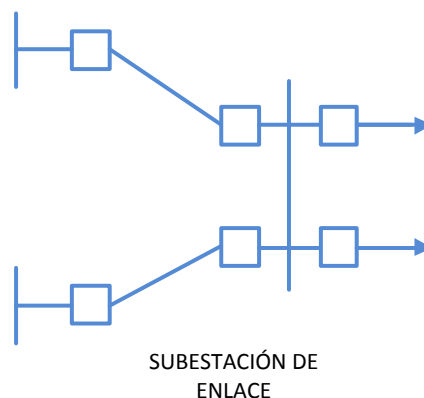


Figura 1.2.3 Esquema de Subestación de Enlace [1]

- Subestaciones en Anillo

Se utilizan en los sistemas de distribución para interconectar subestaciones que están interconectadas a su vez con otras. Un esquema representativo se muestra en la Figura 1.2.4.

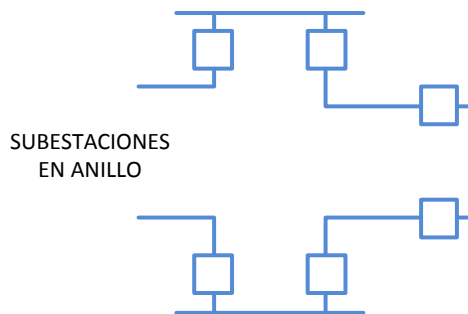


Figura 1.2.4 Esquema de Subestación en Anillo [1]

- Subestación Radial

Subestaciones que pertenecen a un circuito final, y no tienen interconexión con otras subestaciones, son conocidas como subestaciones radiales. Un esquema representativo se muestra en la Figura 1.2.5.



Figura 1.2.5 Esquema de Subestación Radial [1]

Además las subestaciones pueden identificarse por su forma constructiva, para cumplir con los niveles de aislamiento requeridos, y se pueden identificar las siguientes [1]:

- Subestaciones Convencionales o Aisladas en Aire (AIS⁶)

Utilizan el aire como medio aislante, por lo que se usan principalmente en exteriores, para subestaciones que manejan extra alta tensión se requiere un

⁶ AIS.- Air Insulated Substation (Subestación Aislada en Aire).



espacio considerable de área física para su implementación. En este tipo de subestaciones se consideran dos variantes constructivas:

- Tipo Intemperie.- Se requiere de equipamiento que sea capaz de soportar las condiciones meteorológicas presentes al aire libre, como viento, lluvia, contaminación, descargas eléctricas, etc.
 - Tipo Interior.- Esta solución no es utilizada actualmente para subestaciones aisladas en aire, por el espacio requerido al interior de ambiente cerrado, debido a la tecnología de subestaciones aisladas en gas hexafluoruro de azufre (SF_6).
- Subestaciones Encapsuladas Aisladas en Gas (GIS⁷)

Son utilizadas en los casos de poco espacio físico, pues ocupan una cuarta parte de lo que ocuparía una subestación con tecnología de aislamiento en aire y pueden estar diseñadas para operar al interior o al exterior. Su aislamiento mediante el gas hexafluoruro de azufre (SF_6) ha permitido obtener ventajas en aspectos como:

- Espacio de construcción.
- Confiabilidad.
- Tiempos de Construcción.
- Costos.

De la misma forma que en las subestaciones aisladas en aire, para el tipo encapsuladas se puede confeccionar subestaciones con diferentes arreglos de barras y manejar niveles de tensión entre 115kV hasta 400kV.

⁷ GIS.- Gas Insulated Substation (Subestación Aislada en Gas).



1.2.2 Arreglo de Barras en Subestaciones [1]

Con la finalidad de considerar los aspectos de confiabilidad y flexibilidad en las operaciones de una subestación eléctrica, permitiendo a su vez una facilidad para las desconexiones de equipos, y permitir su desconexión por actuaciones automáticas o por mantenimientos programados; se requiere considerar distintos tipos de arreglos de barras en el diseño de una subestación.

Existen varios arreglos de barras para subestaciones y la selección de uno de ellos depende de la planificación prevista al considerar la demanda de energía a satisfacer, posibles ampliaciones del sistema, afectaciones futuras, mantenimientos y costos.

Los arreglos de barras más comunes, se indican a continuación en orden de complejidad y costos:

- Barra simple o sencilla.
- Barra seccionada.
- Barra principal y de interconexión.
- Barra principal y de transferencia.
- Barra principal y auxiliar.
- Barra principal, barra auxiliar y barra de transferencia.
- Interruptor y medio.
- Doble barra, doble interruptor.

1.2.3 Equipos principales de una subestación [3]

Existen diversos equipos que conforman una subestación eléctrica, sin embargo dentro de los principales se pueden describir los equipos en dos grandes grupos, elementos de tensión y los aparatos del grupo de corriente. Entre los cuales, a continuación, se describen los más representativos a tomar en cuenta para el desarrollo del presente proyecto de tesis.

1.2.3.1 Transformador de potencia [3]

Máquina electromagnética que permite transformar el nivel de tensión, debe permitir un flujo constante de potencia hacia la carga o hacia el sistema de transmisión. Este equipo constituye el elemento más importante, grande, costoso y complejo para una subestación. Una imagen representativa se muestra en la Figura 1.3.

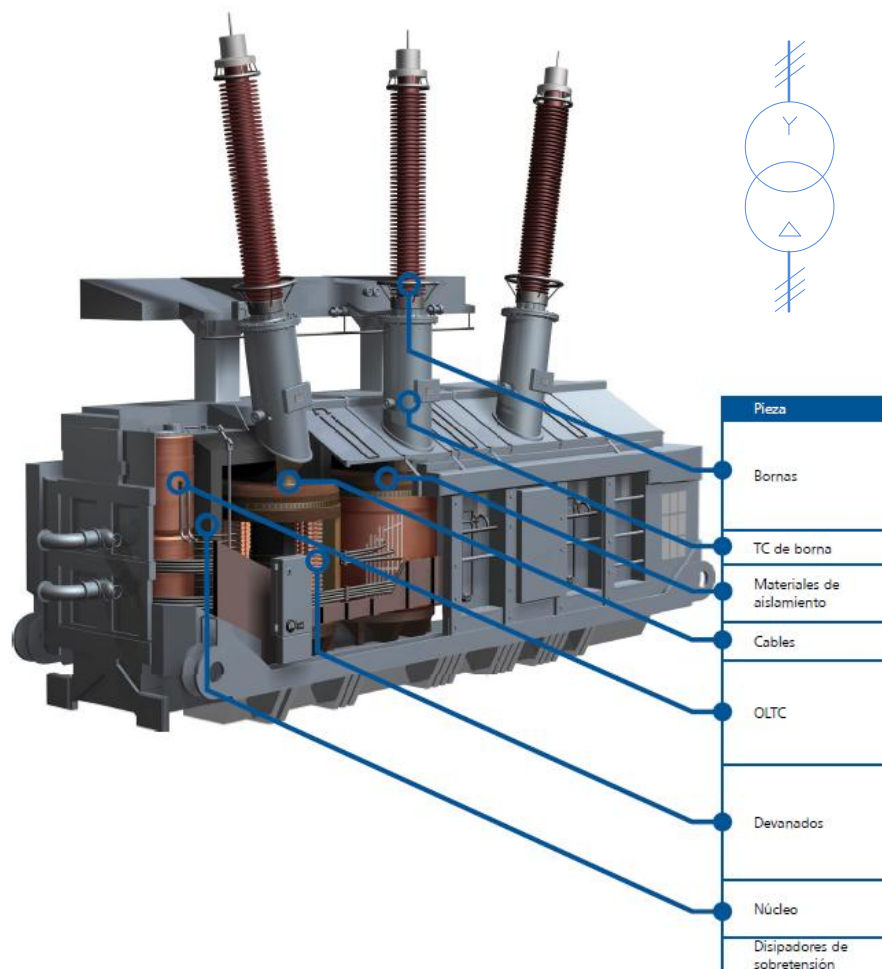


Figura 1.3 Transformador de Potencia⁸ y simbología IEC

Está conformado, principalmente, por tres partes:

Parte activa:

Se encuentra compuesta de elementos que se encuentran separados del tanque principal, y se compone por el núcleo y las bobinas (devanados).

⁸ "DIRANA Brochure - DIRANA-Brochure-ENU.pdf". [En línea]. Disponible en: https://www.omicron.at/fileadmin/user_upload/pdf/literature/DIRANA-Brochure-ENU.pdf. [Consultado: 27-ago-2014].

**Parte pasiva:**

Reside el tanque, en donde se aloja la parte activa y se utiliza en aquellos transformadores donde la parte activa va sumergida en líquidos.

El tanque debe ser hermético y soportar el vacío absoluto sin presentar deformaciones, debe ofrecer protección eléctrica y mecánica, disponer de puntos de apoyo para el transporte, soportar enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y accesorios especiales.

1.2.3.2 Transformadores de corriente (TC) [3]

Equipo de actuación electromagnética que permite adaptar los valores reales de corriente a un valor de escala reducida, de tal manera que puedan ser registrados por los dispositivos inteligentes de medición y protección.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito a controlar, y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y protección que requieran ser energizados.

Los transformadores de corriente pueden disponer de uno o varios devanados, que a su vez pueden ubicarse sobre uno o varios circuitos magnéticos, en caso de poseer varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes.

Estos equipos son contruidos con los secundarios para corrientes de 5 o 1 amperios. Pueden ser fabricados para servicio interior o exterior, los de servicio interior son hasta 25kV con aislamiento de resina sintética. Los de servicio exterior y para tensiones media se fabrican con aislamiento de porcelana y aceite, aunque ya se utilizan aislamientos a base de resinas que soportan las condiciones climatológicas.

Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos. Los de medición deben reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente, su precisión debe garantizar el registro de un

pequeño valor real nominal del orden del 10%, hasta un exceso de corriente del orden del 20% sobre el valor nominal. Para los de protección se requiere conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

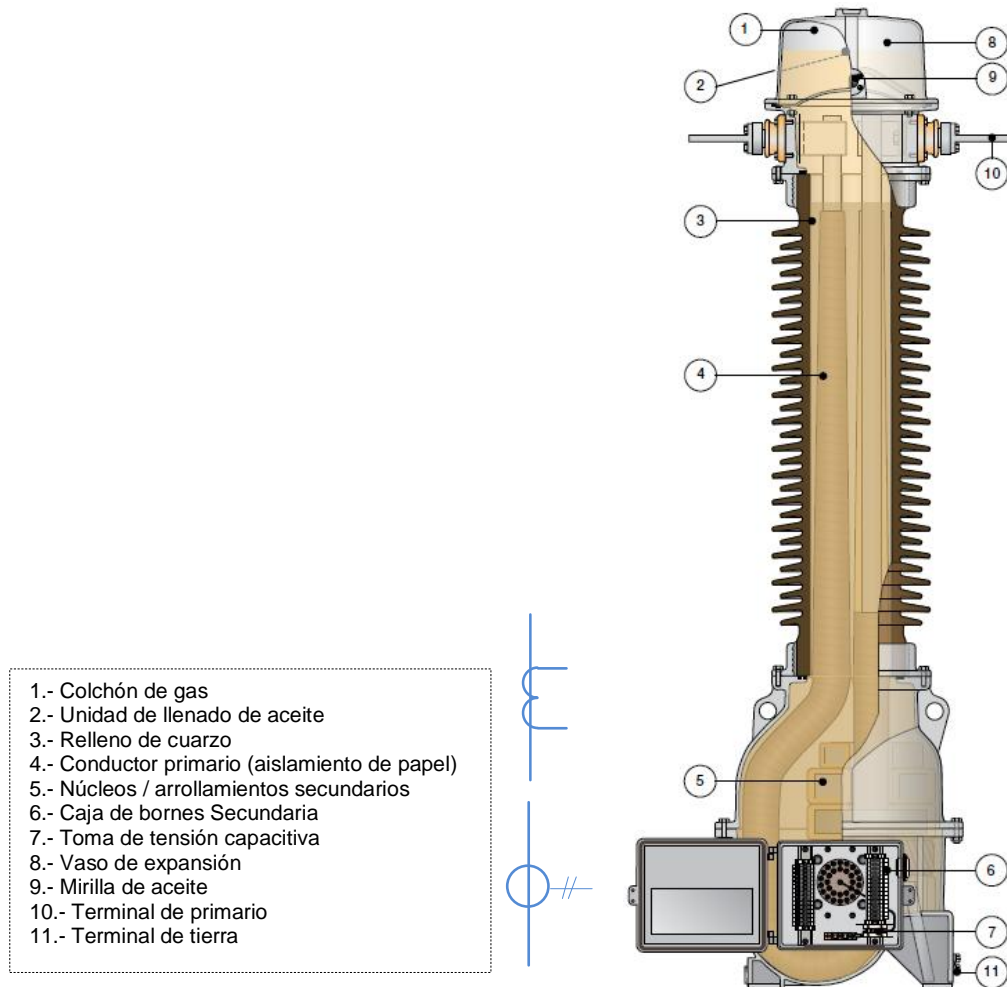


Figura 1.4 Transformadores de corriente⁹ y simbología

Los transformadores mixtos se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, con un núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados, para los circuitos de protección. Una imagen representativa de un transformador de corriente se muestra en la Figura 1.4.

⁹ "IMB (36 - 800 kV) - Instrument transformers | ABB". [En línea]. Disponible en: <http://new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers/current/imb>. [Consultado: 27-ago-2014].

1.2.3.3 Transformadores de potencial (TP) [3]

Son transformadores en los que la tensión secundaria, en condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Permiten transformar el valor de tensión primaria y aislar los instrumentos de medición de los circuitos de alta tensión. Su conexión indica que el primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Los parámetros que se manejan en este tipo de equipos corresponden a la *tensión primaria*, que debe ser considerada al valor inmediato superior con respecto al valor calculado de la tensión nominal de la instalación. La *tensión secundaria* maneja valores normalizados, según ANSI, son de 120V para aparatos de hasta 25kV, y de 115V para aquellos valores superiores a 34,5 kV.

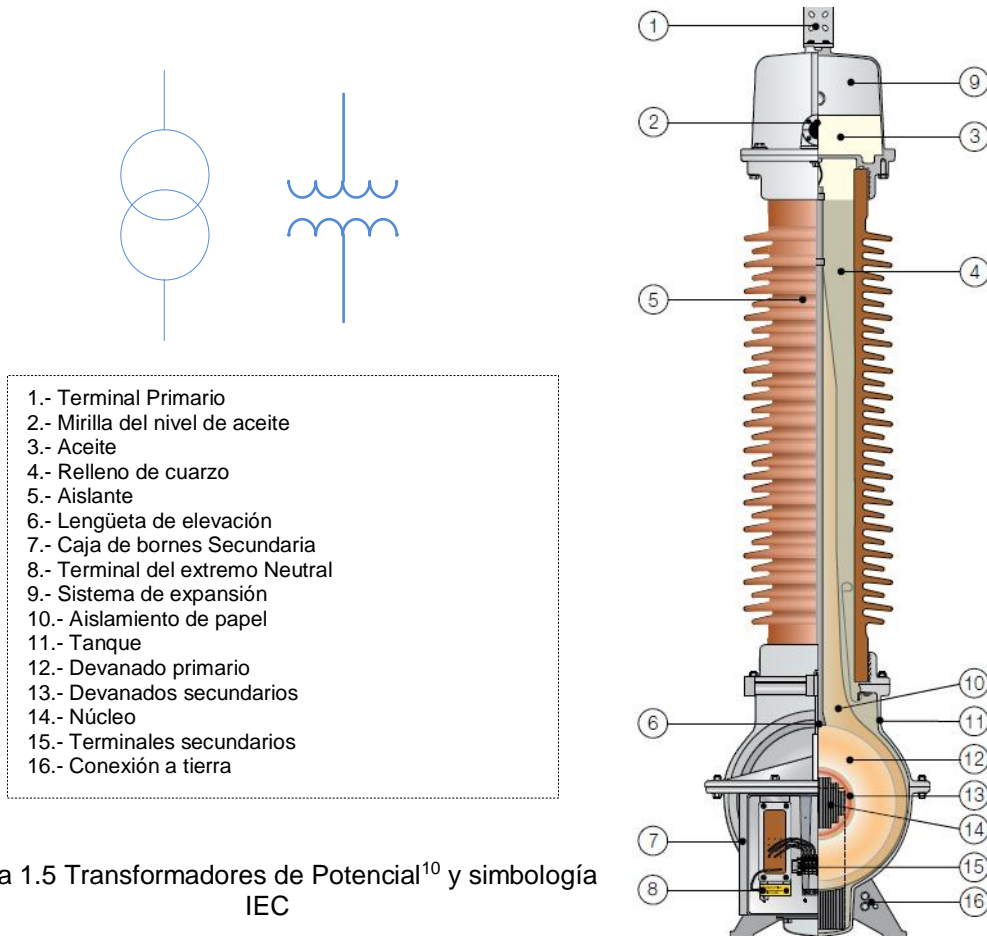


Figura 1.5 Transformadores de Potencial¹⁰ y simbología IEC

¹⁰ "IMB (36 - 800 kV) - Instrument transformers | ABB". [En línea]. Disponible en: <http://new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers/current/imb>. [Consultado: 27-ago-2014].

La potencia nominal corresponde a la potencia secundaria expresada en volt-amperes, que se desarrolla bajo la tensión nominal y que se indica en placa. De manera similar que en los transformadores de corriente, se utilizan también transformadores de potencial para medición y protección. Una imagen representativa se muestra en la Figura 1.5.

1.2.3.4 Capacitores [3]

Consiste en dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de potencial almacenan carga. Los capacitores para alta tensión se encuentran sumergidos en líquidos dieléctricos y todo el conjunto se encuentra en un sólo tanque herméticamente sellado. Posee dos terminales externos a través de boquillas de porcelana, cuyas dimensiones dependerán del nivel de tensión del sistema al cual se conectan, una imagen representativa se muestra en la Figura 1.6.

Existen unidades monofásicas de 50, 100, 150, 300 y 400 kVAr, y para unidades trifásicas se manejan potencias de 300 kVAr. Una de las funciones principales de los capacitores es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en instalaciones industriales, mejorando la capacidad de transmisión de la líneas, aprovechando la capacidad de los transformadores y regulando el voltaje en lugares de consumo.

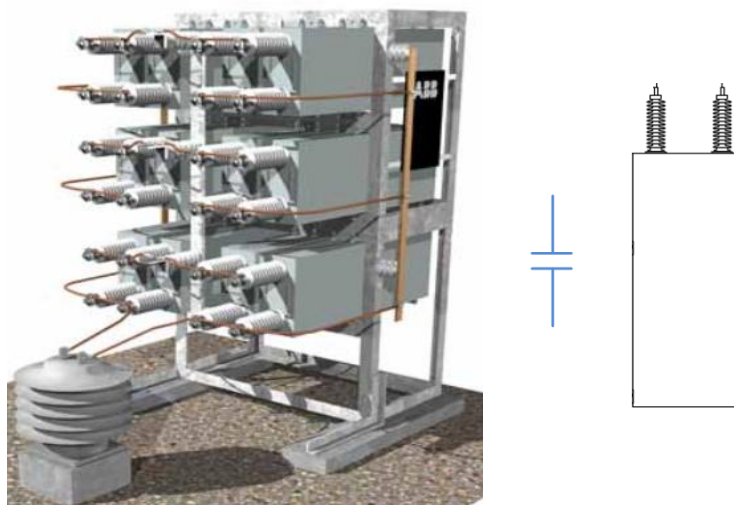


Figura 1.6 Banco de capacitores trifásico¹¹ y simbología IEC

¹¹ "Shunt capacitor banks to improve the power factor in the network. - High-voltage capacitors and filters (Capacitors and filters) | ABB". [En línea]. Disponible en: <http://new.abb.com/high-voltage/capacitors/hv/capacitor-banks/open-rack-shunt-banks-qbank>. [Consultado: 29-ago-2014].



1.2.3.5 Pararrayos [3]

Se trata de equipos utilizados para limitar la amplitud de sobre voltajes que se puedan producir en un sistema, ya sean originados por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalance en el sistema. Suelen estar compuestos de elementos resistivos no lineales y explosores, que para una actuación adecuada deben comportarse como aisladores, mientras la tensión aplicada no exceda del valor nominal en el sistema, deben convertirse en conductor tras alcanzar un valor de sobretensión y habrá de conducir a tierra la onda de corriente producida por el alto voltaje.

Luego de que desaparece el fenómeno de sobretensión y restablecido el voltaje normal del sistema, el pararrayo debe ser capaz de interrumpir la corriente. Una imagen representativa se muestra en la Figura 1.7.

En resumen los equipos pararrayos deben cumplir con las siguientes funciones:

- 1.- Descargar los valores de tensiones que llegan al valor de la tensión disruptiva de diseño.
- 2.- Conducir las corrientes de descarga producidas por el sobrevoltaje.
- 3.- Interrumpir la corriente de descarga al desaparecer la sobretensión.
- 4.- La operación de un pararrayo no debe efectuarse tras presentarse sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- 5.- La tensión residual debe ser menor que el voltaje que resisten los equipos a proteger.

Los fenómenos de elevación de voltaje, se pueden categorizar de la siguiente manera:

- a) *Sobretensión de impulso por rayo.*- Se presentan debido a descargas eléctricas de la atmósfera (rayos), y tienen una duración de decenas de microsegundos.
- b) *Sobretensiones de impulso por maniobra.*- Son generadas por las maniobras de apertura y cierre de interruptores; pues se producen ondas con frecuencias del orden de 10kHz y se atenúan rápidamente. Poseen una duración en el rango de milisegundos.
- c) *Sobretensiones de baja frecuencia (60Hz).*- Existen sobrevoltajes, debido a comportamientos inusuales del sistema tras el rechazo de carga, por desequilibrios en la red, o un corto circuito de fase a tierra. Tienen una duración del orden de algunos ciclos.

Estos elementos de protección deben permanecer conectados a la red, protegiendo a los equipos que deben monitorear y entrarán en operación en el instante en que la sobretensión alcance un valor establecido, que debe ser superior a la tensión máxima del sistema.

Los pararrayos pueden clasificarse en tres grandes grupos:

- Los llamados Cuernos de Arqueo.
- Los Pararrayos Autovalvulares.
- Los Pararrayos de óxidos metálicos.

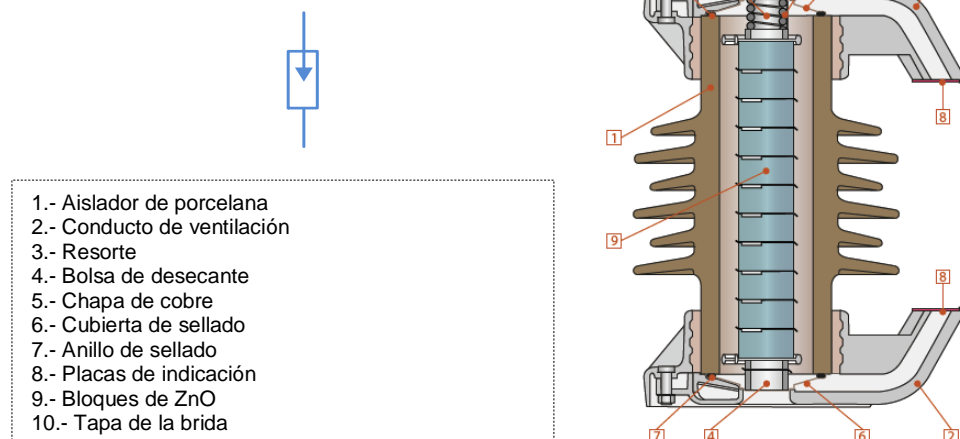


Figura 1.7 Pararrayos óxido metálico tipo estación¹² y simbología IEC

¹² "High-voltage surge arresters - Surge arresters | ABB". [En línea]. Disponible en: <http://new.abb.com/high-voltage/surge-arresters/high-voltage-arresters>. [Consultado: 29-ago-2014].



1.2.3.6 Interruptores [3]

Equipo concebido para interrumpir o permitir el paso de corriente en un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales y anormales, es decir como su función principal, en escenarios de corto circuito. Permite el ingreso o retiro de cualquier circuito energizado maquinaria, aparatos, líneas, cargas de distinto tipo o cables.

El interruptor, junto con el transformador de potencia, es el dispositivo más importante de una subestación. La actuación de este equipo determina en cierta manera la confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de decenas de kilo amperes (un corto circuito).

Los interruptores pueden estar conformados por tres partes principales:

- a) *Parte activa.*- Que consiste en la cámara de extinción de arco, en donde se encuentran los contactos fijos o móviles, y el mecanismo de operación.
- b) *Parte pasiva.*- Reside en la estructura de soporte para albergar un compartimiento o tres, si posee aislamiento en aceite dieléctrico, esta configuración cambia dependiendo del medio que se utilice para aislamiento. La parte pasiva permite proteger eléctrica y mecánicamente al interruptor, brinda puntos de levantamiento y transporte, así como espacio para accesorios; y permite soportar gabinetes de control.
- c) *Accesorios.*- Se pueden considerar los siguientes elementos, como accesorios:
 - Bujes, boquillas o pasa tapas (Bushings) terminales, incluyendo transformadores de corriente.

- Válvulas de llenado, descarga y muestreo.
- Conectores a tierra.
- Placa de datos.
- Gabinete de control (incluye dispositivos de control, de protección, medición, resortes, bobinas de cierre o disparo, calefacción, etc.).

Una imagen representativa se muestra en la Figura 1.8. De acuerdo con los elementos que componen un interruptor para la interrupción del arco eléctrico en las cámaras de extinción, los interruptores se pueden ordenar en los siguientes grupos:

1. Gran volumen de aceite.
2. Pequeño volumen de aceite.
3. Neumáticos (aire comprimido)
4. Hexafluoruro de azufre (SF_6).
5. Vacío.

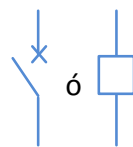


Figura 1.8 Interruptor de potencia¹³ y simbología

1.2.3.7 Cuchillas o seccionadores [3]

Consisten en equipos que permiten la conexión o desconexión de las diversas partes de un circuito eléctrico de una instalación, para permitir efectuar maniobras de operación o la realización de un tipo de mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de operar un seccionador se deberá primero abrir el interruptor correspondiente.

¹³ "DT1 Dead tank circuit breakers from 123 kV to 145 kV Brochure GB", DirectIndustry. [En línea]. Disponible en: <http://pdf.directindustry.es/pdf-en/alstom-grid/dt1-dead-tank-circuit-breakers-from-123-kv-to-145-kv-brochure-gb/112419-351627.html>. [Consultado: 29-ago-2014].

La diferencia principal entre un seccionador y un interruptor, considerando que abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor si puede, manejando cualquier valor de corriente, desde los valores nominales hasta de cortocircuito.

Existen equipos tipo seccionadores que son fabricados añadiendo a la cuchilla una pequeña cámara de arqueo en SF₆ para permitir abrir solamente los valores nominales de intensidad de corriente. Una imagen representativa se muestra en la Figura 1.9.

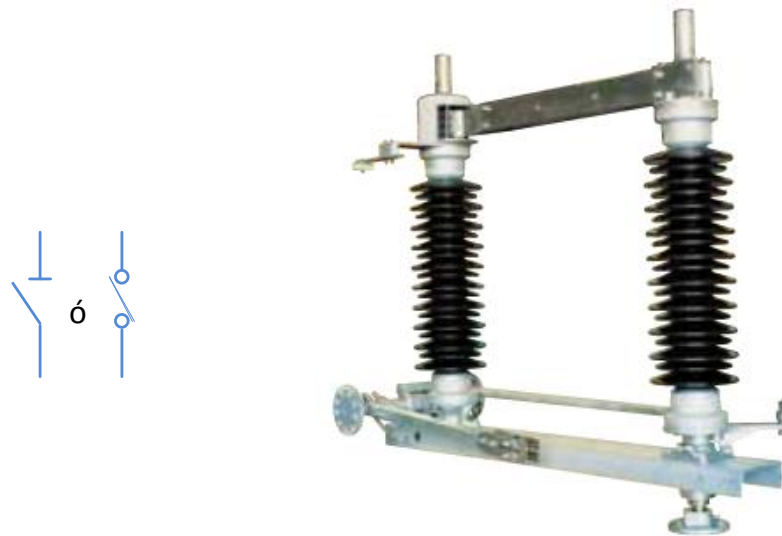


Figura 1.9 Cuchilla o seccionador apertura lateral¹⁴ y simbología

1.2.4 Protección y control en subestaciones eléctricas [3]

1.2.4.1 Conceptos básicos en protecciones eléctricas en subestaciones

El funcionamiento acorde de un Sistema Eléctrico de Potencia requiere mantener la continuidad y calidad en el suministro de energía eléctrica, garantizando que la energía producida sea entregada a los consumidores de forma ininterrumpida y asegurando parámetros eléctricos aceptables para el funcionamiento de los equipos que se sirven de dicho suministro.

¹⁴ "Seccionadores y pantógrafos de A.T. | Productos MESA". [En línea]. Disponible en: [http://www.mesa.es/es/categoria/seccionadores-y-pantografos-de-at#prettyPhoto\[inline\]/2/](http://www.mesa.es/es/categoria/seccionadores-y-pantografos-de-at#prettyPhoto[inline]/2/). [Consultado: 03-sep-2014].



Al suscitarse una falla, los parámetros eléctricos del sistema se ven alterados, registrando valores fuera de los rangos normales, concibiéndose entonces escenarios en los que el sistema operaría en condiciones desequilibradas. En caso de no tomarse correctivos sobre el sistema, las zonas afectadas pueden extenderse, así como sus efectos; afectando a importantes tramos de la red, incluso a zonas alejadas del sitio en donde se produjo la falla.

La protección eléctrica en una subestación, consiste en un conjunto de sistemas que mantienen una vigilancia permanente de los parámetros eléctricos, cuya función es actuar oportunamente para despejar las fallas que pueden ocurrir en el sistema eléctrico de potencia, permitiendo eliminar o disminuir los daños en la infraestructura eléctrica o las afectaciones que se puedan presentar en equipos eléctricos; a su vez, disponen la actuación automática de elementos de interrupción cuando se producen sobre corrientes debido a corto circuitos, aislando las partes del sistema que han fallado.

Una falla puede presentarse en cualquier elemento de un sistema eléctrico de potencia, sin embargo las estadísticas típicas que se manejan para una red de distribución eléctrica, exponen que alrededor de un 91% corresponden a fallas que se ubican en las redes aéreas del sistema y principalmente identificadas bajo el tipo de falla de fase-tierra.

La selección del tipo de protecciones que se utiliza en una subestación dependerá de la complejidad de las instalaciones, y también obedecerá a las características técnicas de los equipos utilizados en la estación, poniendo atención a las zonas que se van a proteger.

La Figura 1.10 representa un diagrama básico, en donde un relé de protección (relevador) recibe la señal de corriente proveniente del secundario del transformador de corriente (**TC**), para ser recibida por la bobina **Br**. La bobina **Br**, detecta cierta corriente, para luego cerrar el contacto **C**, que permite el paso de corriente directa del circuito de control en

corriente continua de **125 Vdc** y a su vez se energiza la bobina de disparo **BT** para que el interruptor abra y así despeje y aíse la zona o el circuito que se encuentre bajo condiciones de falla.

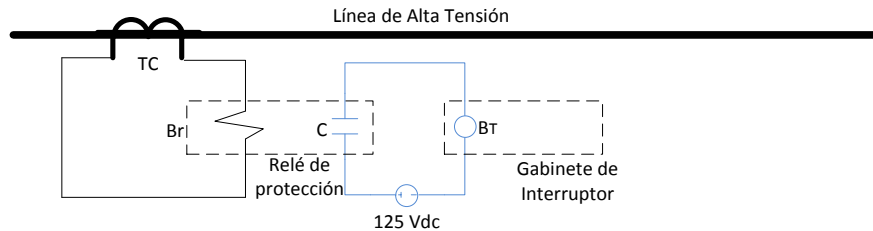


Figura 1.10 Circuito elemental de protección por sobre-corriente [3]

1.2.4.2 Relés de protección (relevadores)

Los relés de protección se constituyen en dispositivos electromagnéticos o electromecánicos que tras la interpretación de señales de corriente y/o voltaje, permiten activar circuitos de control que a su vez activan la operación de los interruptores para proteger a los equipos de una instalación eléctrica de los efectos destructivos de una falla.

Los relés de protección pueden dividirse en tres grupos:

- De atracción electromagnética.
- De inducción electromagnética.
- De estado sólido.

Los relés de protección operan mediante señales recibidas de los instrumentos de medición tales como:

- a) Señales de Tensión.- Derivada de los transformadores de potencial.
- b) Señales de Corriente.- Derivada de transformadores de corriente.
- c) Mixtos.- Reciben ambas señales simultáneamente.

Estos relés de protección son diseñados para cumplir con diversas funciones de protección, entre las principales se pueden enunciar a las de sobre



corriente, diferencial, de distancia, sobre corriente direccional, sobre y bajo voltaje, sobre y baja frecuencia, etc.

Actualmente los relés de estado sólido, han sido mejorados en su parte electrónica, de tal manera que incluyen microprocesadores evolucionando a lo que actualmente se conocen como Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEIs o IEDs) y que pueden cumplir o actuar para varias funciones de protecciones incluidas en un solo equipo.

1.2.4.3 Funciones de protección

A través de los IEDs o relés de protecciones, se consigue la ejecución de funciones de protección, las mismas que están encaminadas al aislamiento en el menor tiempo posible de cualquier elemento del sistema de potencia que se ve afectado por un corto circuito o presenta un funcionamiento anormal.

La operación completa, para el desarrollo de una función de protección que ha sido previamente ajustada en un IED, se la concreta por el mando subsiguiente de un elemento de potencia asociado, que por lo general corresponden a interruptores, cuya descripción fue abarcada en el punto 1.2.3.6, y con ello se permite interrumpir y/o aislar la zona con falla.

1.2.4.3.1 Protección de sobre corriente

A las protecciones de sobre corriente se las considera como las básicas y más sencillas de las protecciones, su operación se basa en la comparación del valor de intensidad registrado o medido en el momento en referencia a un valor ajustado en la configuración de un IED de protección.

Existe una clasificación de las protecciones por sobre corriente, respecto al tiempo de actuación, las cuales pueden ser denominadas como:

- Sobre corriente instantánea

- Sobre corriente de tiempo diferido: por tiempo fijo y por tiempo inverso.

Las protecciones de sobre corriente instantánea se caracterizan por operar de manera tan inmediata como el valor medido supera del valor ajustado en el IED. En cambio las de tiempo diferido se dispone de un tiempo intencionado de retraso en las cuales son llamadas de tiempo fijo cuando el tiempo es independiente del valor que alcance la corriente a ser medida.

Y son de tiempo inverso cuando el tiempo de retraso está en función del valor de intensidad medido, en donde se mantiene una relación inversa entre las magnitudes de tiempo y valor de corriente, es decir a mayor intensidad es menor el retraso introducido y por tanto menor el tiempo en que el IED tarda en actuar.

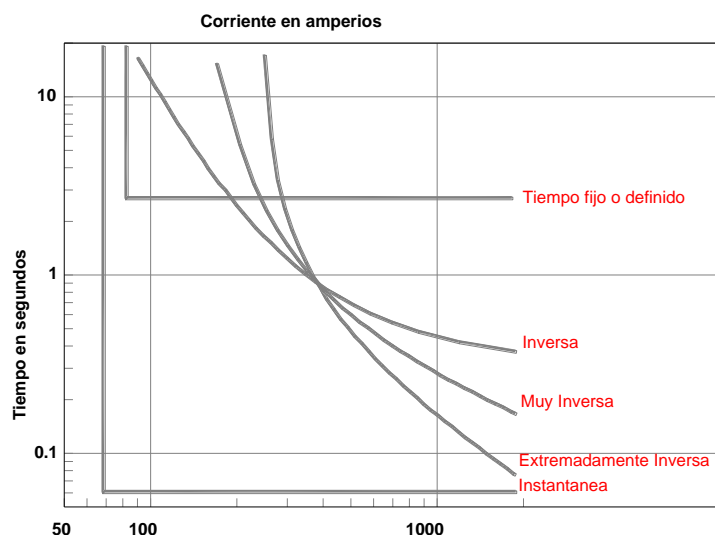


Figura 1.11 Curvas características de protección de sobre corriente [29]

La Figura 1.11 muestra las curvas típicas que identifican a protecciones de sobre corriente de actuación instantánea, por tiempo inverso y definido. Cada ajuste realizado en la función de protección permite definir una curva característica, cuyos tiempos elegidos para cada curva permitirán coordinar con otros elemento de protección que se encuentren en la red de distribución de energía eléctrica.

Este tipo de protecciones permite trabajar con una selectividad denominada de tiempo o cronométrica, ajustando adecuadamente los tiempos y las

magnitudes de corriente, permitiendo una coordinación con las protecciones aguas abajo. Esta técnica involucra un retraso en el despeje de la falla, lo que involucra un riesgo en caso de que alguno de los elementos no opere adecuadamente o que los tiempos sean incorrectamente definidos, exponiendo a los elementos que forman parte del sistema eléctrico a la posibilidad de someterse a un paso de corriente elevada por tiempos no permitidos por estos elementos. Sin embargo esta selectividad es la más utilizada entre las protecciones de sobre corriente.

1.2.4.3.2 Protección diferencial de corriente

Este tipo de protección puede ser utilizada en una barra colectora de varios circuitos, como el de una subestación con varios alimentadores. Los transformadores de corriente de todas las posiciones son ajustados con la misma relación y están interconectados de tal manera que sean registradas por un IED de protección diferencial. De esta manera el IED podrá calcular la diferencia detectada entre el flujo de corriente de la posición general y compararla con la suma de las posiciones de salida, a fin de definir el momento de actuación.

La Figura 1.12 muestra un circuito simplificado para la conformación de una protección de barra, para una subestación con un solo transformador de potencia.

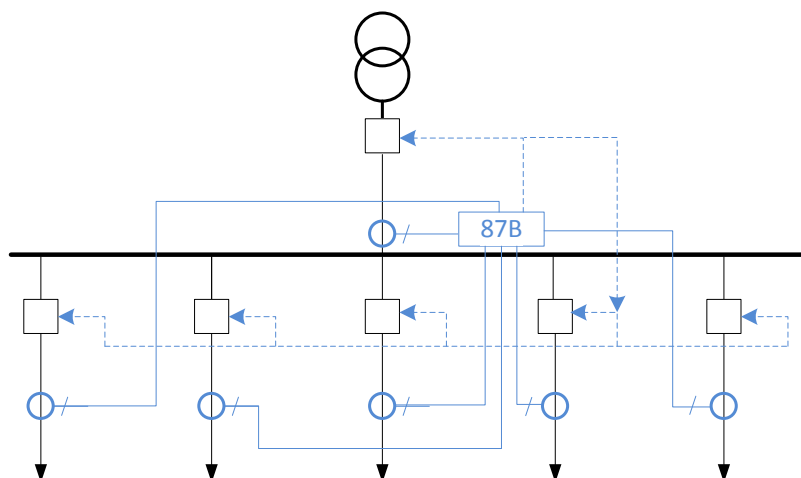


Figura 1.12 Esquema básico de protección diferencial [29]



1.2.4.4 Control en una subestación eléctrica

Un sistema de control en una subestación eléctrica consiste en un conjunto de instalaciones de baja tensión, interconectadas entre sí, que son necesarias para permitir maniobras en forma manual o automática, de los equipos de media y alta tensión de la subestación.

El sistema de control puede ser de aplicación local o remota, para el caso local se cuenta con turnos permanentes de operadores que vigilan y operan las instalaciones, haciendo del uso de los mecanismos de mando manual, y que se auxilian por sistemas de control y protección automáticos.

Para un control remoto, se utiliza un telecontrol para subestaciones que no son atendidas por personal presente y se controlan desde un centro de operaciones remoto. Para casos especiales se opera localmente.

Para un sistema de control se requiere establecer diagramas esquemáticos de control que, en combinación con diagramas de fábrica para interruptores, seccionadores motorizados, relés de protección, se utilizan para preparar los diagramas elementales de control del sistema. Con los diagramas de control y dependiendo de la tecnología a utilizarse en la automatización de una subestación, se elabora el listado del cableado de control.

1.3 Subestación Cumbaratza de la EERSSA

1.3.1 Sistema eléctrico de potencia de la EERSSA

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA) es una empresa de generación, distribución y comercialización energía eléctrica para la provincia de Loja, Zamora Chinchipe y el cantón Gualaquiza. El suministro de energía eléctrica se constituye en el principal giro de negocio de la empresa, y toma suma importancia debido a que se define como un servicio público, cuya calidad y confiabilidad permiten el desarrollo y crecimiento de

las citadas localidades en diferentes aspectos, como son la salud, educación, el turismo, el comercio, la industria, etc.

Mediante la conformación de un sistema eléctrico de distribución, la EERSSA comercializa la energía eléctrica que es transportada y entregada por la empresa de transmisión CELEC EP TRANSELECTRIC y es recibida a través los puntos de entrega: Loja 1 y Loja 2 a nivel de 69 mil voltios (69 kV).

La Regional Sur está conformada por 536 km de red de sub-transmisión a 69kV, 20 subestaciones de subtransmisión, 4 estaciones de seccionamiento en media tensión, con una capacidad de potencia instalada de 104.9 MVA.

La Figura 1.13, muestra un diagrama unifilar simplificado del sistema eléctrico de potencia de la Empresa Eléctrica Regional del Sur, para la distribución de energía eléctrica en el área de concesión asignada.

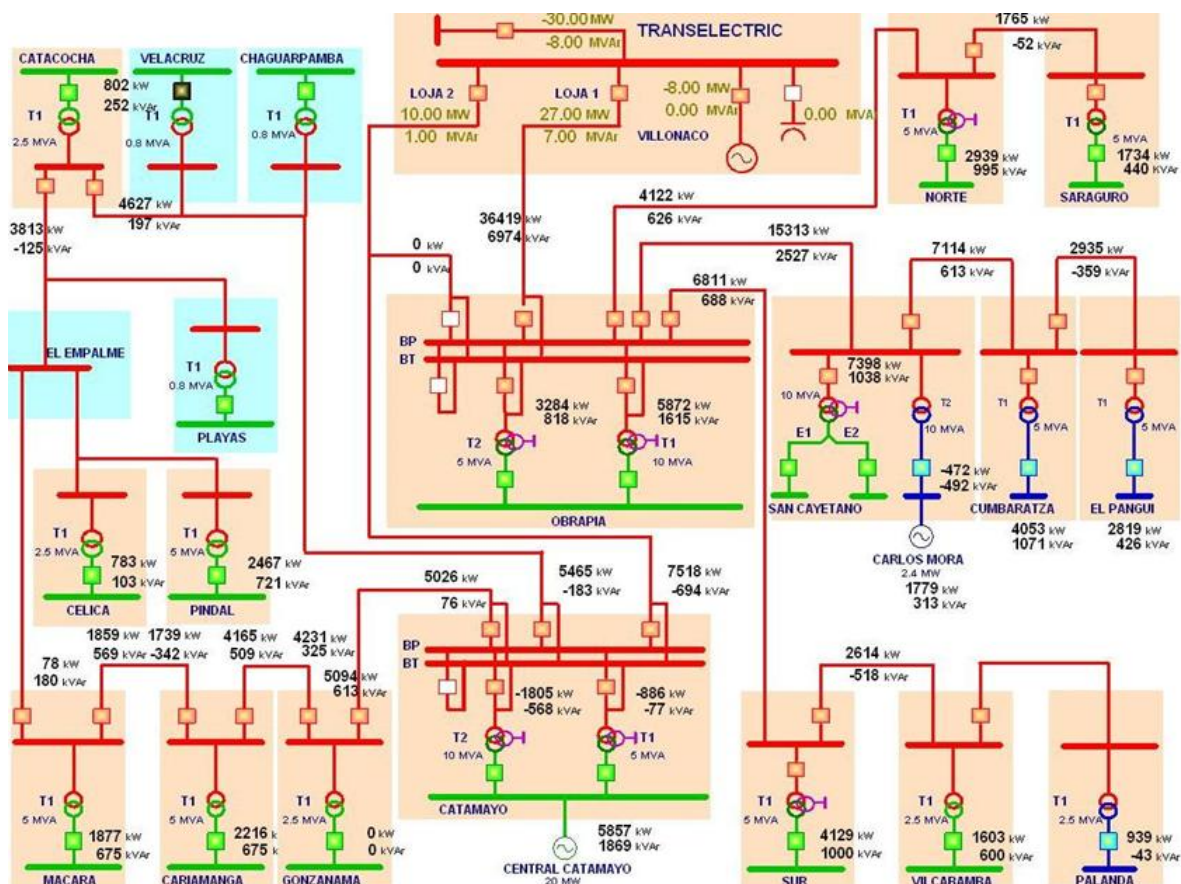


Figura 1.13 Diagrama unifilar (simplificado) EERSSA [4]

1.3.2 Diagrama unifilar de la subestación Cumbaratza

Para el desarrollo del presente proyecto se ha delimitado el estudio a una de las subestaciones que conforman el sistema eléctrico de potencia de la EERSSA, que para este caso se trata de la Subestación Cumbaratza, ubicada en la zona oriental del área de concesión de la EERSSA, específicamente en la provincia de Zamora Chinchipe en la parroquia del mismo nombre, en el cantón Zamora.

Actualmente, la subestación Cumbaratza, en cuanto a su equipo de potencia, se encuentra conformada por dos posiciones de 69 kV, un transformador de 5 MVA y 5 posiciones de 22 kV para la distribución del servicio eléctrico.

Un diagrama unifilar representativo de la subestación se muestra en la siguiente Figura 1.14:

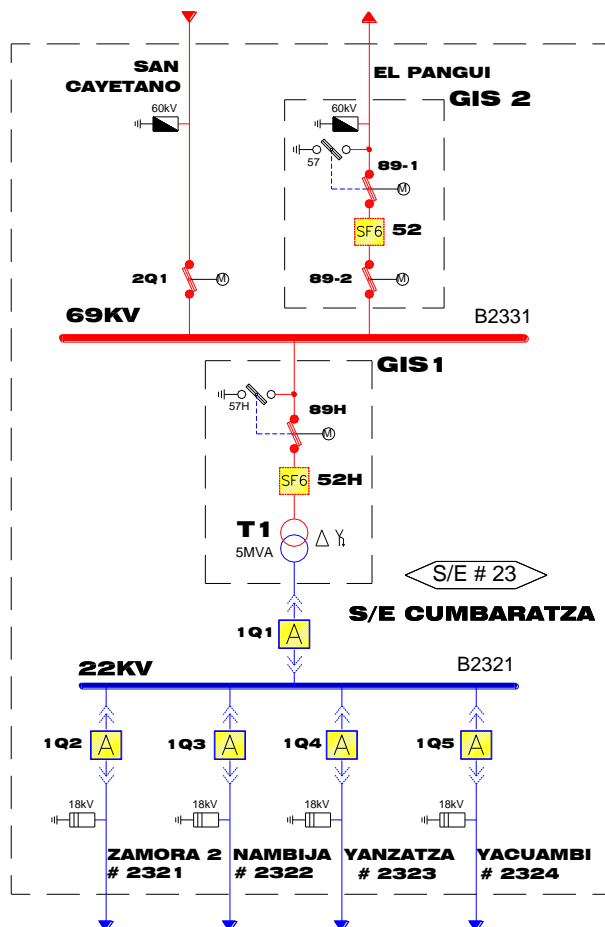


Figura 1.14 Diagrama unifilar (simplificado) que representa a la subestación Cumbaratza de la EERSSA [5]

1.3.3 Operación y control de la subestación Cumbaratza

Actualmente la subestación Cumbaratza es controlada remotamente desde el centro de control de la EERSSA, ubicado en la ciudad de Loja, ya que no se dispone de personal permanente en sitio. La operación de los elementos de interrupción a nivel de media tensión y alta tensión se la puede realizar de manera local, también se dispone de relés de protección digitales, una RTU¹⁵, una red de comunicaciones local LAN¹⁶ y una interconexión a una red de comunicación extendida WAN¹⁷, entre otros, que permiten ejecutar un telecontrol de los equipos de interrupción y seccionamiento.

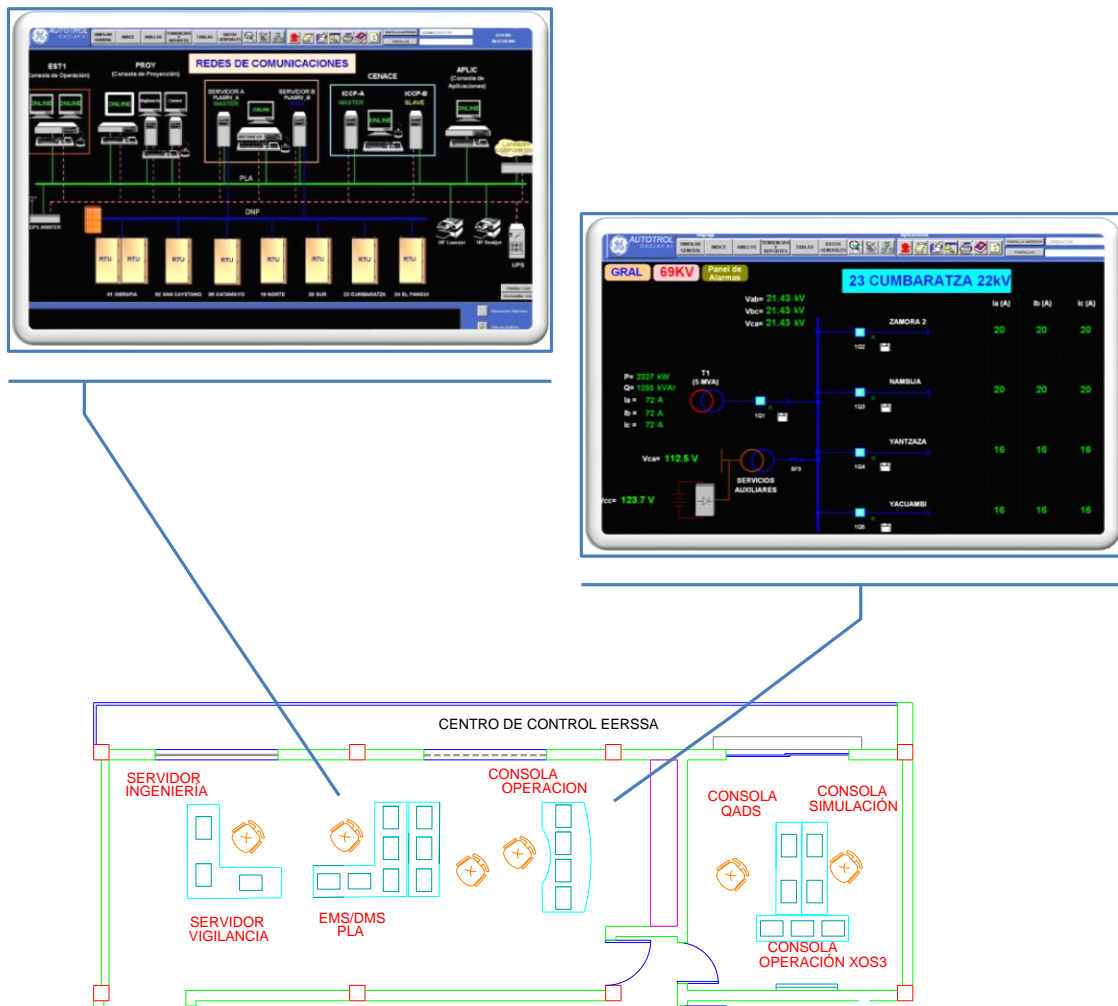


Figura 1.15 Consolas de operación del centro de control de la EERSSA. Fuente: EERSSA.

¹⁵ Unidad Terminal Remota (RTU).

¹⁶ Red de área local.

¹⁷ Red de área extendida.



1.3.3.1 Operación remota

Esta actividad consiste básicamente en la interacción entre el operador residente en el centro de control y la aplicación hombre máquina, Power Link Advantage del sistema SCADA en servicio.

Las interfaces gráficas disponibles en consolas computarizadas, Figura 1.15, disponen de la información que es reportada por la RTU de la subestación, tal información contiene datos de medición de magnitudes eléctricas, señales de estado para interruptores y seccionadores, historial de alarmas o eventos, e iconos de control que permiten ejecutar maniobras a distancia.

Un resumen más detallado del sistema SCADA que administra la EERSSA, para la operación tele controlada de las subestaciones se presenta en el punto 1.4.

1.3.3.2 Operación local

La subestación Cumbaratza de la EERSSA, tiene definido un control local de los interruptores y seccionadores mediante la activación de un selector LOCAL-REMOTO ubicado en cada posición de 22kV o de 69kV, permitiendo que un operador o personal de ingeniería en campo, mediante la coordinación respectiva con el centro de control, habilite el permisivo requerido para accionar botoneras, que forman parte del circuito eléctrico de control, o ejecutar un accionamiento tipo mecánico para operar el equipo.

La subestación Cumbaratza a nivel de 22kV, dispone de celdas de interrupción, para el manejo de la distribución de energía a través de alimentadores primarios, los cuales disponen de un mando eléctrico local y mecánico, como se muestra en la Figura 1.16.

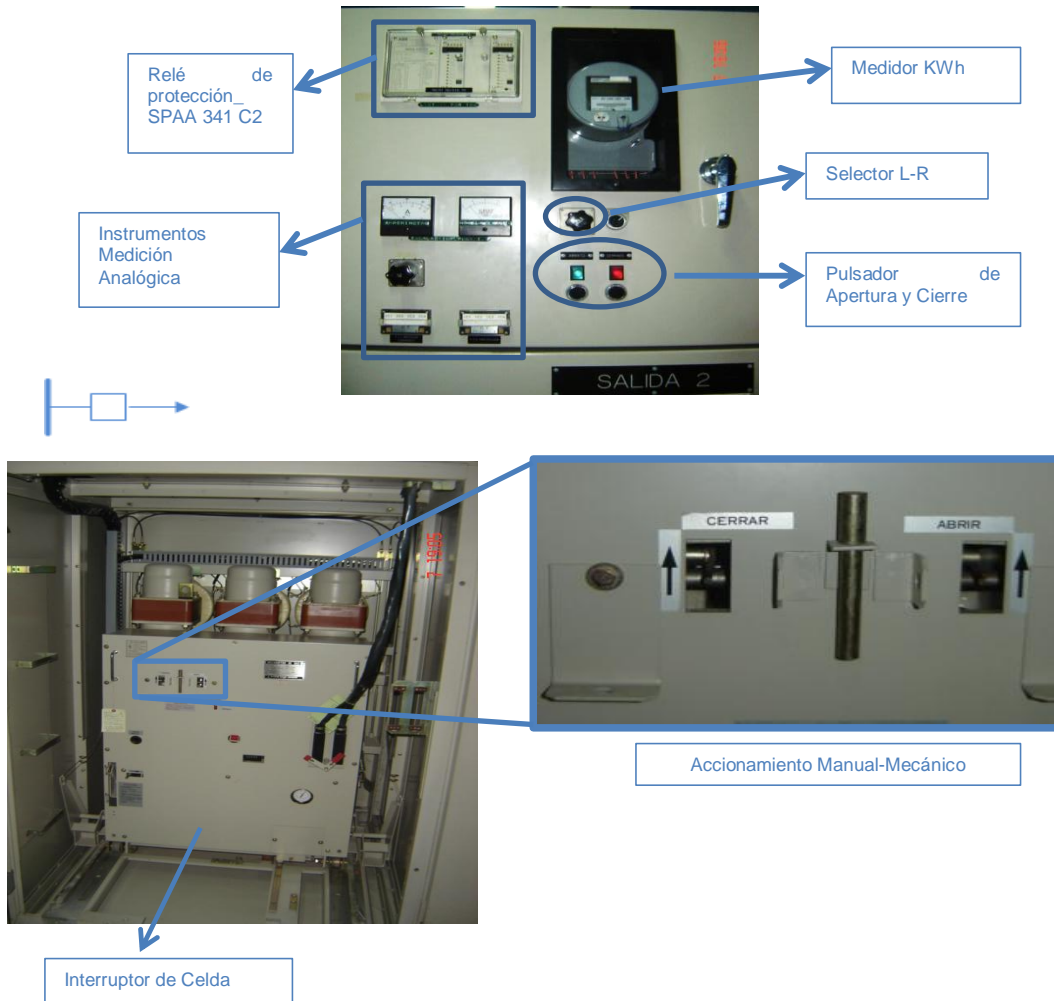


Figura 1.16 Celda de interrupción en MT (22kV), controles de operación manual y eléctrico. [7]

De forma similar para el caso de los equipos de alta tensión en 69kV, en los equipos de la subestación Cumbaratza se dispone de un selector *local-remoto*, que permite conmutar entre un accionamiento local eléctrico o local mecánico, y un accionamiento netamente eléctrico-remoto desde el centro de control, a través del sistema SCADA que funciona actualmente. Un ejemplo de lo descrito se muestra en la Figura 1.17.

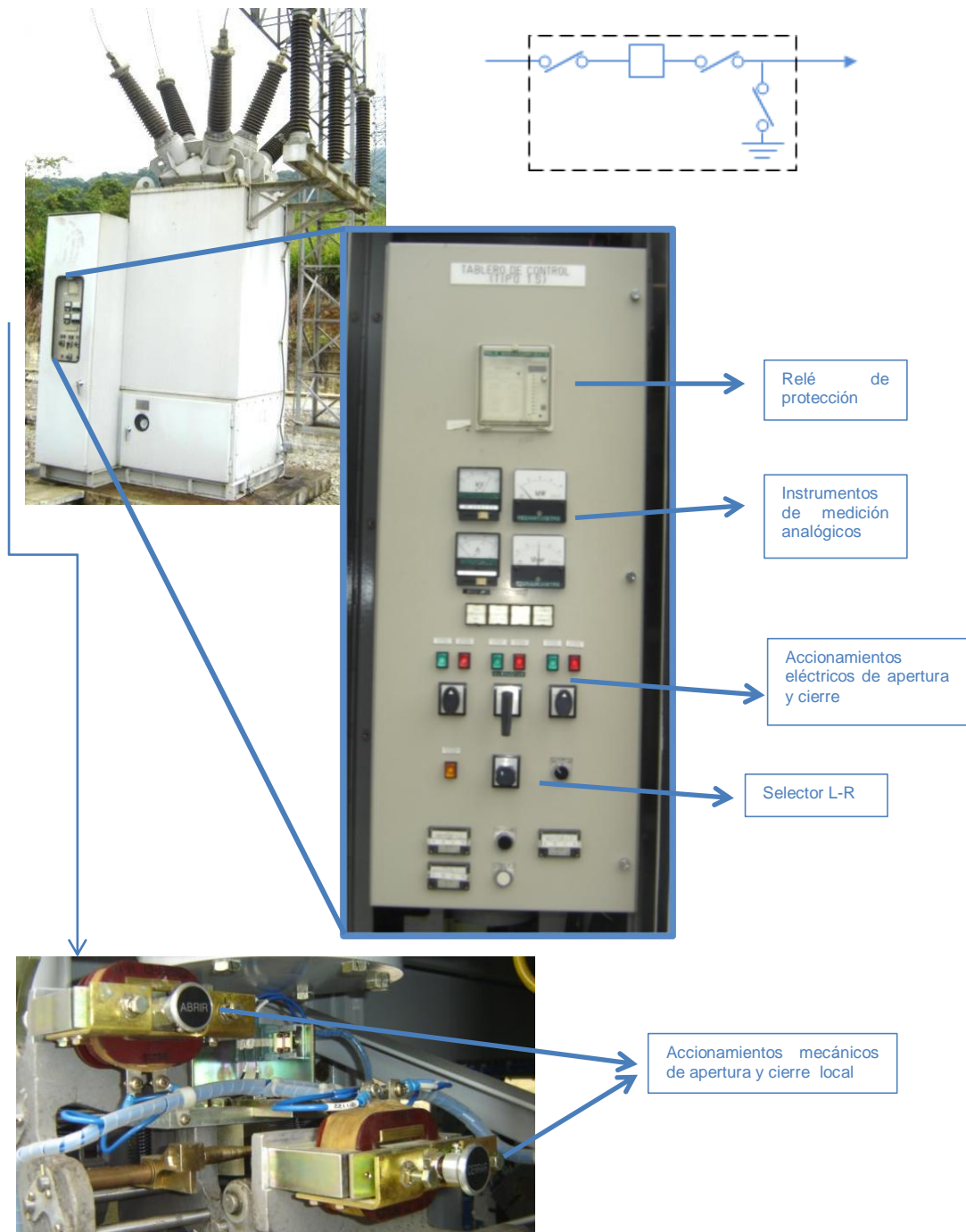


Figura 1.17 Equipo GIS de 69kV, de salida a El Pangui. Controles de operación manual eléctrico, y manual mecánico. [7]

1.3.3.3 Protección eléctrica

El esquema eléctrico de medición y protección ilustrado en la Figura 1.18, permite apreciar que para cada alimentador primario se dispone de un relé digital de protección, instrumentos de medición analógicos, y un módulo de medición digital a través de la RTU.

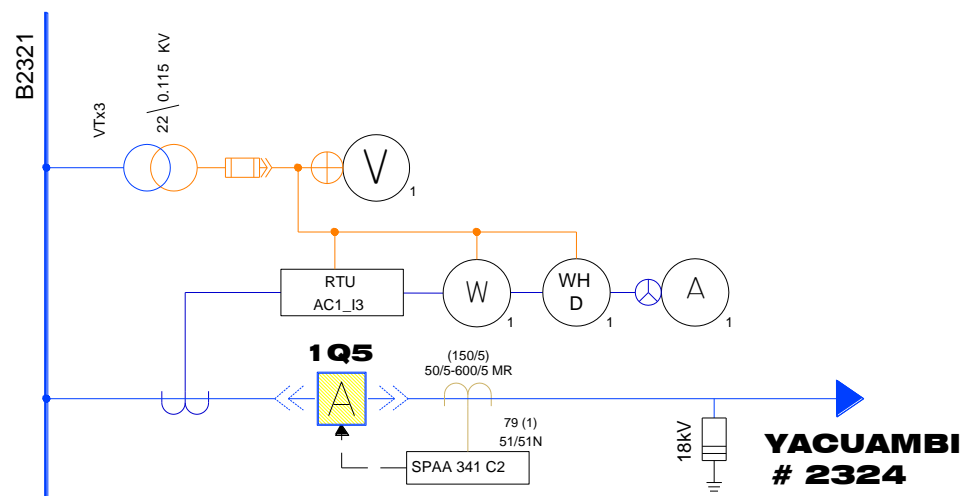


Figura 1.18 Diagrama unifilar alimentador, equipos de medición y protección. [5]

Un esquema eléctrico del sistema de protecciones eléctricas de la subestación se presenta a continuación, a través de la Figura 1.19.

1.3.4 Coordinación de protecciones subestación Cumbaratza

Según datos proporcionados por la EERSSA, para la distribución de energía eléctrica a través de la subestación Cumbaratza, se han establecido los siguientes ajustes para la coordinación de protecciones, intentando desconectar tan rápido como sea posible y necesario, la parte de la red eléctrica que esté averiada. Los elementos de protección utilizados están orientados a actuaciones por detección de sobre corriente

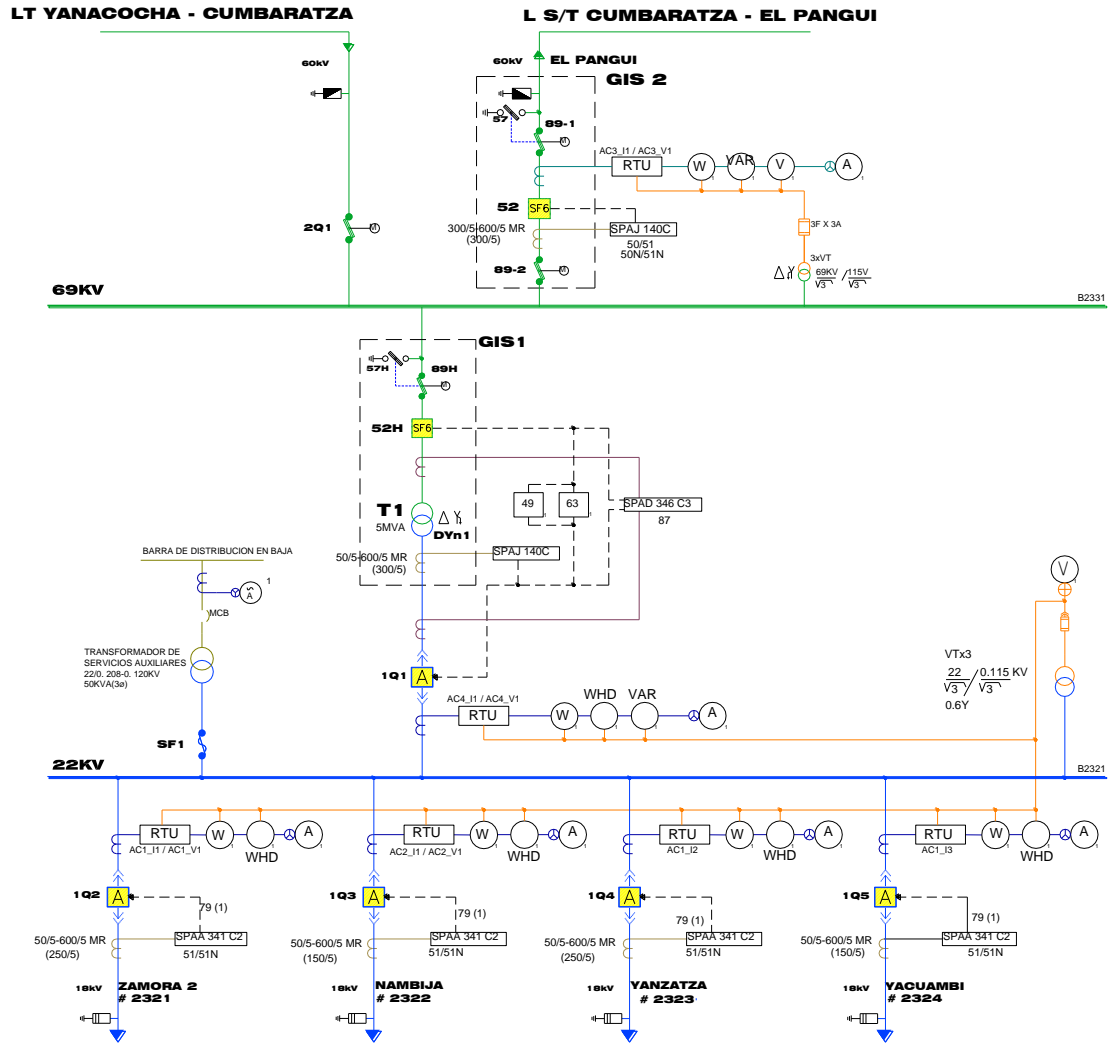


Figura 1.19 Diagrama unifilar detallado subestación Cumbaratza. [5]

En la Tabla 1.1 se muestran los valores de ajustes de las protecciones desde la Subestación Loja de CELEC EP TRANSELECTRIC posición Loja 1 (69kV) hasta los relés instalados en la Subestación Cumbaratza (22 kV).

Ajustes de los Relés 69kV, 13.8kV y 22kV													
Subestación	Posición	Voltaje (kV)	Marcas Dispositivo	50		51			50N		51N		
				Ipri (A)	t(s)	Ipri (A)	Dial	Curva	Ipri (A)	t(s)	Ipri (A)	Dial	Curva
LOJA	Loja 1	69	Relés	3360	0	480	2.00	GE IFC 51	3360	0	120	9.00	GE IFC53
OBRAPIA	SAN CAYETANO (GIS 1)	69	DPU 2000R	No	0	300	1.50	ANSI INV	3645		90	7.50	ANSI EI
SAN CAYETANO	CUMBARATZA (6Q1)	69	DPU 2000R	1160		200	1.20	ANSI VI	840		80	2.30	ANSI EI
CUMBARATZA	TRANSFORMADOR 1	69		No		No			No		-		
	TRANSFORMADOR 1 (1Q1)	22	SPA140C	No		162	0.60	IECEI	No		129	0.85	IECEI
	ZAMORA2 (1Q2)	22	SPAA341C2	No		140	0.40	IECEI	No		110	0.60	IECEI
	NAMBIJA (1Q3)	22	SPAA341C2	No		139.5	0.40	IECEI	No		109.5	0.60	IECEI
	YANZATZA(1Q4)	22	SPAA341C2	No		140	0.40	IECEI	No		110	0.60	IECEI
	YACUAMBI (1Q5)	22	SPAA341C2	No		139.5	0.40	IECEI	No		109.5	0.60	IECEI

Tabla 1.1 Ajustes de Relés de Protecciones Cumbaratza. Fuente: EERSSA

Un diagrama jerárquico, que representa la conexión eléctrica simplificada de la subestación Cumbaratza desde el punto de entrega de la subestación Loja de CELEC EP TRANSELECTRIC, se muestra en la Figura 1.19. Aquí se ilustra la función de protección (51) que se encuentra ajustada en el IED de protección, que controla cada posición que permite la conexión eléctrica hacia la subestación Cumbaratza.

En la Figura 1.19, el elemento de protección de sobre corriente de fase, se encuentra representado en un círculo con el identificativo bajo norma, el número 51, cuyo rango de ajuste está constituido por una curva, del mismo color, que se la puede apreciar en la Figura 1.21.

En la citada figura, se muestran las curvas ajustadas en los IED involucrados en la coordinación general de protección para subestación Cumbaratza. La gráfica expresa la corriente a la cual debe actuar la protección y el tiempo en el cual debe hacerlo, un valor de corriente registrado igual o superior al valor de la curva, representaría la actuación del IED.

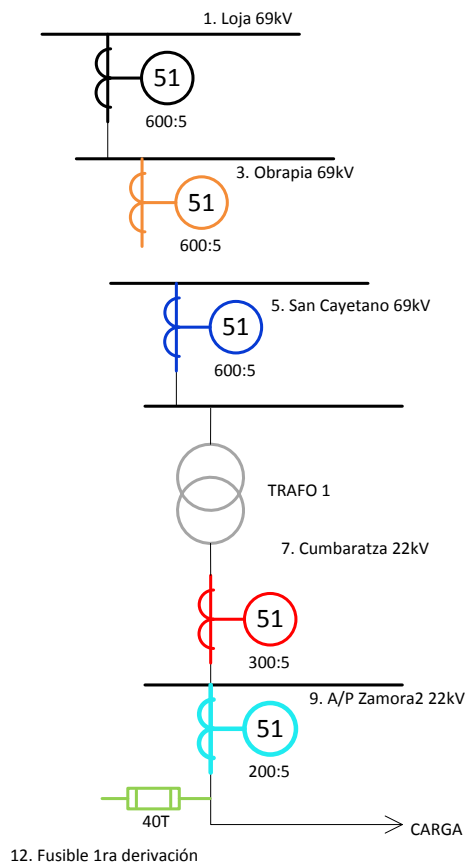


Figura 1.20 Conexión eléctrica jerárquica de Cumbaratza, Fuente: EERSSA

La coordinación entre los ajustes de varios IEDs, involucrados en la conexión eléctrica de la SE Cumbaratza, consiste en el ordenamiento secuencial de las curvas según su distribución eléctrica.

El espacio de tiempo que existe entre cada curva, es seleccionado en función de la capacidad del tiempo de actuación de los interruptores en conjunto con los IEDs y para el caso de la EERSSA, se utiliza un tiempo entre 200 a 300 ms de separación entre curvas, con el fin de asegurar la correcta actuación de los equipos de interrupción.

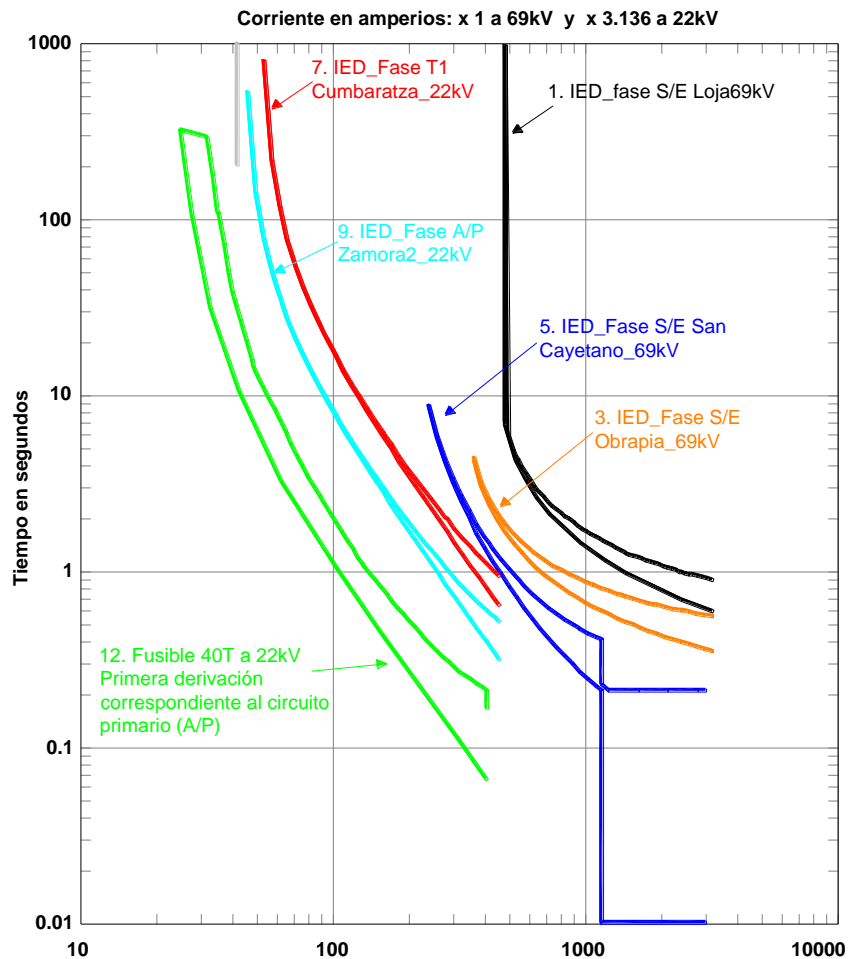


Figura 1.21 Curvas ajustadas en IEDs, en la red eléctrica hacia la SE¹⁸ Cumbaratza, Fuente: EERSSA

¹⁸ SE.- Acrónimo de **sub** Estación eléctrica, también puede expresarse como S/E.



1.4 Sistema SCADA de la EERSSA

Desde el año 2009, se instauró en el edificio matriz de la EERSSA un Centro de Control que permite la coordinación de las operaciones de las subestaciones eléctricas de subtransmisión, mediante la puesta en funcionamiento de un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), denominado “Power Link Advantage (PLA)” de la marca General Electric (GE).

Este sistema está conformado por una Interface Hombre Máquina (IHM) disponible en el centro de control, además poseer relación directa con otros subsistemas como la gestión de redes de telecomunicación, servicios de almacenamiento de información, unidades terminales remotas (RTU), sistema de seguridad y video vigilancia.

La operación del sistema SCADA permite que un operador, a través de la utilización de una aplicación informática, monitoree y controle remotamente las subestaciones de distribución. Esta operación es realizada casi en tiempo real, pues siempre existirá un retraso en el procesamiento y traspaso de información hasta el centro de control y viceversa.

Uno de los principales componentes de este sistema, radica en el subsistema de telecomunicaciones que permite comunicar las subestaciones eléctricas que se encuentran distanciadas físicamente del centro de control. Para ello la EERSSA, como medio de comunicación, en la mayoría de los casos utiliza enlaces de radio y en pocos escenarios, como infraestructura, principal se ocupa cables de fibra óptica.

1.4.1 Arquitectura de la red de comunicación del sistema SCADA

Un diagrama simplificado de la arquitectura de red que permite la operación del sistema SCADA de la EERSSA, se muestra en la Figura 1.22. En donde se distingue el detalle de equipos principales que se encuentran en el centro

de control y por los cuales se permite el funcionamiento de los diferentes subsistemas mencionados anteriormente.

La red de área amplia (WAN) de comunicación que sirve al sistema SCADA, se extiende sobre el área de concesión asignada a la distribuidora, cubriendo las provincias de Loja y Zamora Chinchipe. La infraestructura en su mayoría es propia de la EERSSA, excepto para el caso de los enlaces de fibra óptica que pertenecen a otras instituciones como las empresas Transelectric, CNT y NETPLUS, y que son utilizados mediante convenios de compartición de infraestructura.

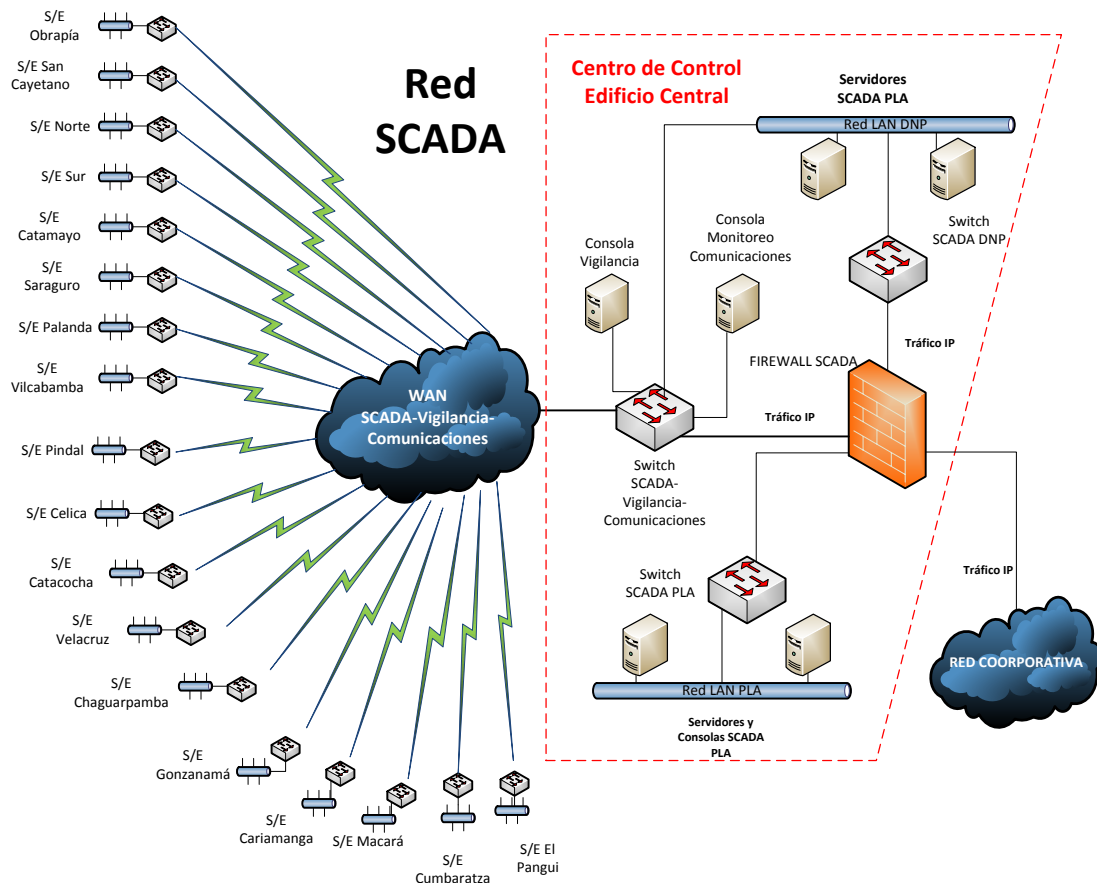


Figura 1.22 Diagrama simplificado de arquitectura de red sistema SCADA. Fuente: EERSSA

Los enlaces de comunicación entre las subestaciones y el centro de control, se distribuyen básicamente en una topología tipo estrella, y algunos de ellos,



que permiten monitorear estaciones importantes, poseen redundancia a través de un segundo canal de comunicación.

Según información recopilada de la EERSSA, estos canales de comunicación entre el centro de control y las subestaciones, han sido concebidos como un canal limpio de traspaso de información, es decir se comportan simplemente como un puente que transmite toda la información de un extremo al otro, sin un procesamiento de información intermedio, como ser priorización de tráfico, segmentación en redes virtuales, administración o calidad de servicio.

1.4.2 Arquitectura de red del Centro de Control de la EERSSA

En la red WAN del SCADA, coexisten otros subsistemas para permitir el funcionamiento del sistema de OnGuard de video vigilancia, el sistema WhatsUp para la administración de los equipos de comunicación y el sistema Power Link Advantage para las funciones de monitoreo y control remoto de las subestaciones.

Cada subsistema, que utiliza la red de datos, maneja sus propios protocolos de comunicación. Entre los que se puede destacar el SNMP para la aplicación WhatsUp, NETBEUI, HTTP, SNMP bajo en el protocolo UDP para el sistema OnGuard, y el DNP3.0 para el sistema SCADA mediante interrogación UDP entre el sistema Power Link Advantage (que reside en el centro de control) y las RTUs de todas las subestaciones.

Este último protocolo es considerado como el más importante, puesto que permite la operación y monitoreo remoto de las subestaciones. Bajo este protocolo se intercambia información concentrada en cada RTU de cada subestación y los servidores del sistema Power Link Advantage.

La Figura 1.23 presenta la arquitectura simplificada de la red que está disponible en el centro de control, en donde se maneja de forma centralizada las aplicaciones de los diferentes servicios mencionados anteriormente.

Entre los equipos de comunicación que conforman la red local, se identifican servidores para cada sistema, equipos de conmutación (switchs), equipo corta fuego (firewall) para bloquear o habilitar conexiones con la red corporativa de la EERSSA, equipo de impresión, equipo de sincronización (GPS), consolas ICCP para permitir el reporte de datos hacia el sistema SCADA del CENACE mediante el protocolo ICCP y consolas de operación.

La red corporativa de la EERSSA es administrada por el departamento de sistemas y es utilizada en los distintos servicios administrativos, de internet, de facturación, comercialización, capacitación, etcétera; cuya disposición se encuentra física y lógicamente aislada de la red del sistema SCADA.

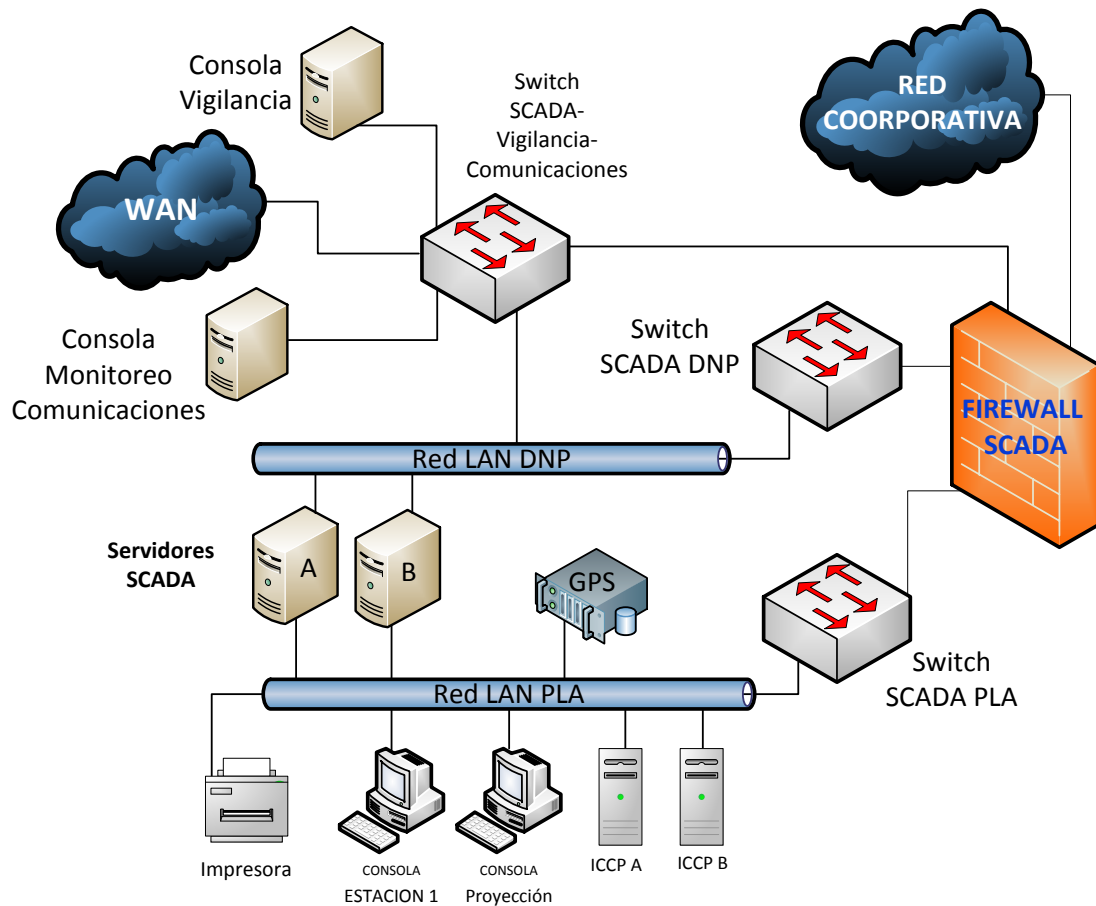


Figura 1.23 Diagrama simplificado de arquitectura de red local del centro de control. Fuente: EERSSA

1.4.3 Red de acceso a la subestación Cumbaratza

La subestación Cumbaratza es monitoreada y controlada remotamente, para lo cual su comunicación se realiza a través de dos medios físicos. El primero y que es utilizado como medio de respaldo, es concebido a través de enlaces de radios, que debido a la geografía de la zona es necesario de algunos puntos de repetición.

El segundo medio utilizado, es el cable de fibra óptica, de propiedad de Transelectric, el cual se extiende desde la ciudad de Loja hasta la provincia de Zamora Chinchipe, utilizando la infraestructura de torres de alta tensión de propiedad de la misma empresa y los postes de la red de media tensión perteneciente a la EERSSA.

Un nodo de fibra óptica es ubicado en el cuarto de comunicaciones de la subestación Cumbaratza, instalación contemplada en el convenio de compartición de infraestructura vigente entre estas dos empresas públicas. Este punto sirve para conexión de la misma subestación, así como de nodo intermedio de derivación, a lo largo de la extensión del cable de fibra óptica.

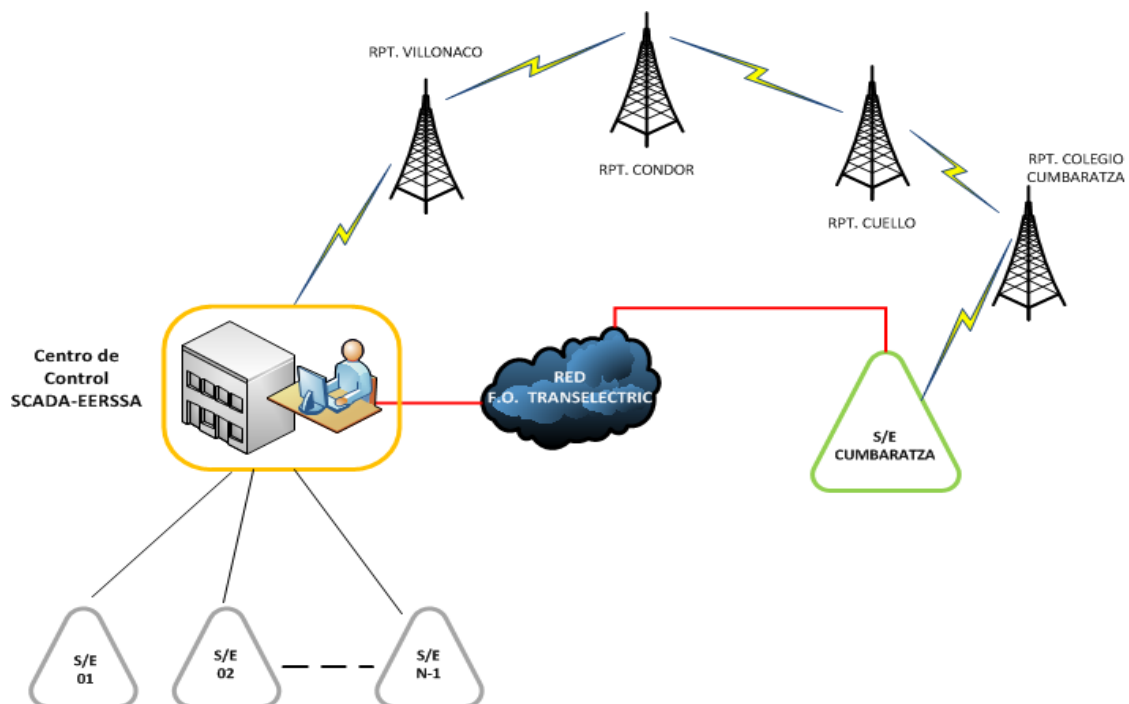


Figura 1.24 Diagrama de red de comunicación externa. [6]



La Figura 1.24 muestra un diagrama simplificado de la red de comunicación, que permite el intercambio de información entre el centro de control y la subestación Cumbaratza. En el detalle de la figura se aprecia la cantidad de cinco saltos, o enlaces de radio que son necesarios para poder conseguir establecer la comunicación mediante este medio.

Los enlaces de radio se establecen a través de varias repetidoras o casetas de comunicación, ubicadas en los cerros denominados Villonaco, Cóndor, Cuello y la ubicada en el plantel educativo denominado colegio Cumbaratza. Los equipos de radio sirven de puente para la información que llega a estos nodos y que a su vez es retransmitida, sin pasar por ningún proceso intermedio, al siguiente salto hasta llegar a la subestación y viceversa.

1.4.4 Red local de la subestación Cumbaratza

Cada subestación eléctrica que es operada por la EERSSA y que ha sido integrada al sistema SCADA, posee una red local de comunicación. A través de este medio se permite el intercambio de información para el funcionamiento del sistema de video vigilancia, control de accesos, concentración de datos referentes a los parámetros eléctricos de la subestación, control y monitoreo de los equipos de interrupción y seccionamiento.

Como punto relevante de la investigación contemplada en el presente estudio, se encuentra el detalle de la red local de comunicación de la subestación Cumbaratza. En vista de que en esta estación, la EERSSA ha planificado el reemplazo de relés de protección electrónicos por equipos de moderna tecnología, manteniendo el funcionamiento del protocolo de comunicación DNP3.0 para el reporte de datos e incluyendo el protocolo GOOSE para mejorar las protecciones eléctricas.

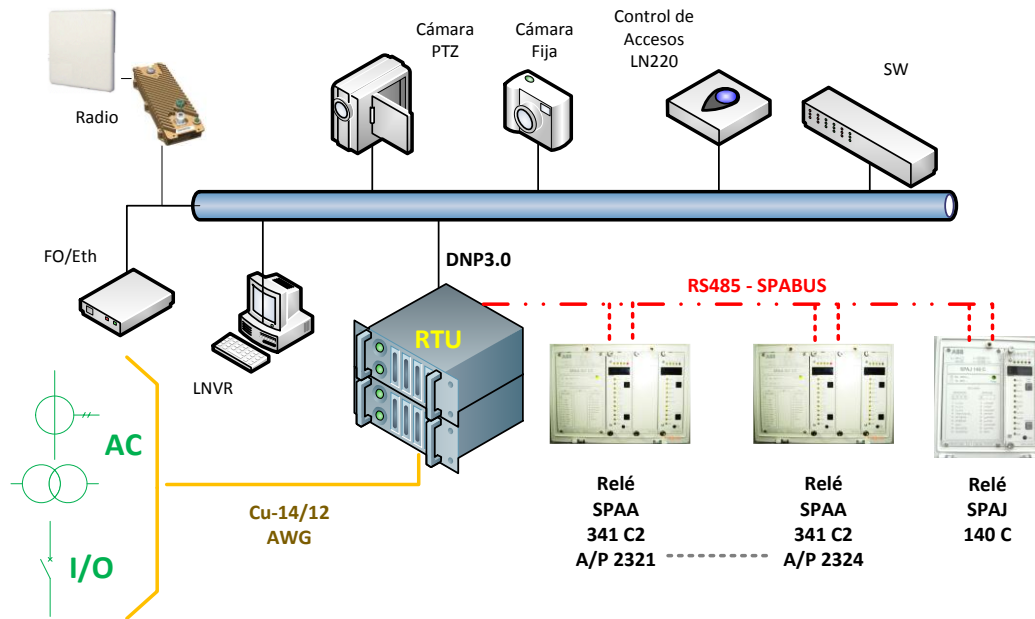


Figura 1.25 Red de área local de la subestación Cumbaratza. [6]

La red mostrada en la Figura 1.25, consiste en una representación simplificada de la arquitectura local que es utilizada en la subestación Cumbaratza. En este diagrama se puede apreciar la existencia de dos redes de comunicación, una del tipo ethernet y otra del tipo serial RS485 o EIA-485.

La red ethernet local de la subestación, permite el funcionamiento de varios servicios, los cuales han sido distribuidos según el direccionamiento IP asignado, como se muestra en la Tabla 1.2.

Servicios SE Cumbaratza	Direccionamiento IP ¹⁹	Máscara de Red
Video Vigilancia y Control de Acceso – OnGuard	XXX.XXX.20.0	255.255.255.0
Administración de equipos de Comunicación- WhatsUp	XXX.XXX.30.0 XXX.XXX.40.0	255.255.255.0 255.255.255.0
SCADA – DNP3.0	XXX.XXX.101.0	255.255.255.0

Tabla 1.2 Direcciones de red asignadas en la S/E Cumbaratza. Fuente: EERSSA

¹⁹ Por motivos de seguridad, respecto a la información suministrada por la EERSSA, las direcciones de red IP no se muestran completas.



La red serial representada en color rojo en la Figura 1.25, permite la comunicación de los relés electrónicos de protección con la unidad terminal remota. La capacidad tecnológica de los relés de protección de la marca ABB (modelos SPAA 341C2 y SPAJ 140C), permite únicamente establecer un medio de comunicación mediante una red serial y la cual ha sido concebida mediante el estándar EIA-485.

La red EIA-485, establecida en la subestación ha sido concebida como un bus diferencial multipunto, para permitir que a través del mismo par trenzado de conductor de cobre se interconecten los relés de la subestación y la RTU.

El protocolo de comunicación disponible para los relés de protección es el denominado SPABUS, lenguaje de comunicación propietario de la marca ABB, el cual es entendido por la RTU.

La información reportada por los relés de protección es procesada en la RTU, para que pueda ser traspasada a un protocolo que permita comunicarse con el sistema SCADA. Es decir, que la comunicación entre la remota y el centro de control se la realiza mediante el protocolo DNP3.0, el cual es nativo en la aplicación Power Link Advantage del sistema SCADA de la EERSSA.

Los relés de protección existentes en la subestación Cumbaratza, poseen limitadas capacidades en cuanto a la comunicación de datos, pues solo permite realizar la función de esclavo ante un maestro que es la RTU, no permite la comunicación entre relés de protección, no disponen de información de oscilogramas en cuanto a sucesos de falla, tampoco disponen de la función de baja frecuencia (81S) y los registros de eventos de falla no poseen estampa de tiempo.

Uno de los equipos de red principal, es el dispositivo conmutador de paquetes o switch de comunicación, que para el caso de la subestación



Cumbaratza existe disponible un switch, cuyas características principales se detallan en la Tabla 1.3.

Marca	Garrettcom
Puertos 10/100BaseTX	16
STP	802.1d
RSTP	802.1w
VLAN por etiqueta	802.1Q
Administración	SNMP MIB y telenet
Port mirroring	1-16
IP Routing	RIP, OSPF

Tabla 1.3 Características switch de comunicación en SE Cumbaratza. Fuente: EERSSA

1.4.5 Protocolos de comunicación en la subestación Cumbaratza

La subestación Cumbaratza, que actualmente se encuentra integrada al sistema SCADA de la EERSSA, posee relés como elementos de control y protección para las posiciones de media y alta tensión, los cuales son del tipo electrónicos de la marca *ABB*²⁰ y se caracterizan por disponer de un protocolo propietario para el reporte de datos, denominado SPABUS. La RTU disponible en la subestación, modelo D20 de marca *GE*²¹, permite interpretar este protocolo para luego desmontarlo y montarlo en el protocolo DNP3.0²² y reportar los datos concentrados al sistema SCADA de la EERSSA.

Este sistema consiste en una Interface Hombre Máquina (IHM) que presenta información de las subestaciones, casi en tiempo real debido a que siempre existirá un tiempo de retraso utilizado en el procesamiento y transmisión de los datos, el cual, bajo la funcionalidad de “*Maestro*” para los diferentes equipos y concentradores de datos que se encuentran en campo

²⁰ ABB.- Asea Brown Boveri, empresa multinacional del sector eléctrico

²¹ GE.- General Electric, corporación multinacional de infraestructura y servicios financieros.

²² DNP3.0.- Distributed Network Protocol (Protocolo de red distribuido, versión 3).



presentando una visualización gráfica para permitir el control de forma remota y la obtención de datos correspondientes a parámetros eléctricos. El software que permite ejecutar las funciones descritas es denominado *PLA*²³ de la marca *GE*, el cual soporta el protocolo de comunicación DNP3.0 para comunicarse con los dispositivos de campo.

1.4.5.1 Protocolo de comunicación SPABUS [24]

El protocolo se basa en la filosofía maestro-esclavo, fue concebido inicialmente como un bus de campo en un sistema distribuido de protección, control y reporte. El protocolo establece que el maestro siempre sea el que inicie la comunicación.

Algunas características de la relación maestro esclavo, para el protocolo SPABUS, se muestran a continuación:

Maestro SPABUS:

- Realiza interrogación por “polling²⁴” secuenciado
- Sólo comunica bajo demanda.
- Solicita información del esclavo, a través de mensajes de petición y envía información en mensajes de escritura.
- Envía mensajes *broadcast*²⁵, a todos los esclavos con datos de horario u otros.

Esclavo SPABUS

- El BUS del protocolo permite anclar esclavos que pueden tener varias entradas y salidas.
- La información de las entradas se supervisa asignando valores límite y retrasos para señales de entrada.
- Puede incorporar un reloj para marcar los eventos guardados.

²³ PLA.- Power Link Advantage

²⁴ Polling.- Forma de interrogación programada a cada puesto de trabajo.

²⁵ broadcast: Forma de transmisión de información, desde un nodo principal hacia varios los receptores.



Este protocolo se fundamenta en preguntas-respuestas en formato ASCII²⁶ asíncrono, con formato de 7 bits de datos, 1 bit de parada y paridad par. Los mensajes sólo incluyen caracteres ASCII imprimibles (0AH, 0DH, 20H,, 7EH).

La categoría de datos en caracteres ASCII, representan datos de entradas, salida, ajustes; el listado mostrado a continuación presenta los datos que maneja el protocolo:

- I: datos de las entradas
- O: datos de las salidas
- S: datos de los ajustes
- V: variables (internas)
- M: datos memoria
- C: estados del dispositivo esclavo
- F: identificación del dispositivo esclavo
- T: Hora
- D: Fecha y hora
- L: último evento
- B: último evento desde el backup²⁷ del buffer
- A: alarmas válidas

No necesariamente todos los esclavos proporcionan la información de todas las categorías descritas.

1.4.5.2 Protocolo de comunicación DNP3.0 [27]

Características Generales

Se caracteriza por ser un protocolo abierto, que puede trabajar sobre redes seriales RS232, RS485 u operar en redes Ethernet con direccionamiento IP; para ello el protocolo se modifica sólo en el funcionamiento de transporte de

²⁶ ASCII: American Standard Code for Information Interchange, Código Estándar Estadounidense para el Intercambio de Información

²⁷ backup: se refiere al respaldo de cierta información.



datos, dando flexibilidad para la migración entre estas redes permitiendo integrar varios dispositivos enlazados mediante interfaces seriales a una red de comunicación TCP/IP utilizando convertidores de medios.

El protocolo abierto acepta la sincronización de tiempo, la fecha y hora de los eventos generados, los eventos pueden ser almacenados limitadamente mediante la utilización de buffers (espacios de memoria en un dispositivo físico destinado al almacenamiento temporal de información digital) para cada evento generado con estampa de tiempo.

Características Importantes

Otras particularidades del protocolo DNP3.0 están enmarcadas en la forma de transmitir la información o el reporte de datos, algo indispensable a la hora de visualizar la información en una interface hombre máquina, algunas de ellas se detallan a continuación:

- Soporta mensajes con estampa de tiempo para registro de secuencia de eventos (SOE)
- Envío y recepción de información de estado (entrada binaria)
- Envío y recepción de información analógica (entrada analógicas)
- Envío y recepción de información de acumuladores (contadores)
- Envío y recepción de valores de ajustes (salidas analógicas)
- Sincronización de tiempo
- Informe del valor actual y datos del evento, con o sin marca de tiempo.
- Transmisión de datos no solicitados.
- Transferencia de archivos
- Manejo de base de datos no normalizada, de acuerdo al mapeo requerido por el usuario.

Topologías en DNP3.0

EL sistema de topologías que se puede implementar con el protocolo abierto DNP3.0, son las siguientes:

- Maestro – esclavo
- Multipunto desde un maestro
- Jerarquía con un concentrador intermedio
- Múltiples maestros



CAPÍTULO II

Estudio del estándar IEC61850, protocolo de comunicación especializado GOOSE.

2.1 Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia, con una filosofía robusta y confiable basada en circuitos de control con dispositivos electromecánicos, no son ajenos a las ventajas que ofrece la automatización de sistemas por medio del uso de tecnologías en electrónica, telecomunicaciones y redes de comunicación. Por lo que el campo de los sistemas eléctricos se ve en la necesidad de ingresar en una modernización que le permita optimizar sus recursos y conseguir eficiencia y confiabilidad en sus operaciones.

La robustez de los sistemas convencionales de control en instalaciones eléctricas, basados en cableados de cobre presenta limitaciones en cuanto a ciertos parámetros, considerados indispensables hoy en día, tales como los tiempos de transmisión, flexibilidad, costo de puesta en servicio y mantenimiento.

Estos limitantes dan cabida a la evolución de los Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS), debido principalmente a la utilización de dispositivos de protección micro-procesados, que abarcan desde protecciones dedicadas, elementos multifunción, funciones de protección de usuario, registro de eventos, comandos, medición, calidad de servicio, etc. Actualmente los equipos más actuales, son los denominados Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs), que trabajan bajo la técnica de interoperabilidad en una red de comunicaciones de área local (LAN).

De la misma manera existen protocolos de comunicación, que permiten recoger la información tele-medida y que son distintos dependiendo del fabricante; lo que implica la inclusión de equipos adicionales como los convertidores de protocolos y de medios, adicionando un punto de falla y de mantenimiento al sistema de automatización de la subestaciones.



2.2 Historia

La desregularización que predominaba en el sector eléctrico industrial respecto a la ausencia de un protocolo de comunicación estándar, dejaba libre albedrío para que cada fabricante desarrollase sus propios sistemas de control y protección, permitiendo además la creación de nuevos protocolos propietarios o la adopción de alguno de libre uso, por parte de compañías de distribución eléctrica.

Organismos internacionales suman esfuerzos para concretar un estándar, es así que EPRI²⁸ e IEEE²⁹ en el año 1994, retoman el proyecto UCA³⁰ modificándolo, ampliando algunas de sus definiciones e integrando nuevos protocolos hasta concretar UCA 2.0; para el año 1997 se vincula al proyecto el organismo IEC³¹ para enfocar la investigación hacia los Sistemas de Automatización de Subestaciones (SAS). Fruto del trabajo conjunto y haciendo uso de las investigaciones existentes, como UCA 2.0 y el IEC 60870-5 surge el nuevo estándar IEC61850.

En el año 2004 se concluye la primera edición del estándar bajo el título de *“Redes de Comunicaciones y Sistemas en Subestaciones”*, la misma que consistía en la primera norma general en cuanto a las telecomunicaciones en un entorno eléctrico.

Sin embargo, su emisión fue orientación netamente hacia las comunicaciones internas en la subestación, faltando por definir los nodos lógicos necesarios para el modelamiento completo de los elementos de una subestación, la comunicación hacia otras estaciones y la comunicación con centros de control; por lo que grupos de investigación continuaron en el desarrollo de la segunda edición mejorando algunas de sus partes. [8]

²⁸ EPRI: Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica.

²⁹ IEEE: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.

³⁰ UCA: Arquitectura de Comunicación para Empresas Distribuidoras.

³¹ IEC: Comisión Electrotécnica Internacional.



2.3 Requisitos fundamentales para el desarrollo del estándar IEC61850

Para cumplir el objetivo de estandarización la norma IEC61850 se fundamenta en requisitos imprescindibles para lograr que equipos de distintos fabricantes puedan funcionar sobre una misma red, sin presentar inconvenientes. Aquello se refleja en el principio de interoperabilidad, como requisito fundamental, además de algunos otros que deben ser tomados en cuenta, tales como [9]:

- Una rápida comunicación entre IEDs en la subestación
- Capacidad para trabajar en una red de comunicaciones
- Alta disponibilidad
- Normalización
- Asegurar el tiempo de entrega
- Soporte en flujo de datos de señales de tensión y corriente
- Soporte para la transferencia de archivos
- Soporte para la configuración automática
- Soporte en la ciberseguridad
- Configuración abierta
- Estabilidad a largo plazo

2.4 Objetivos y ventajas del estándar IEC61850

La interoperabilidad, como principio básico del estándar, radica en la capacidad de los equipos de diferentes fabricantes para que puedan operar en una misma red de comunicación, compartiendo e intercambiando información y comandos. Los objetivos principales que busca el estándar pueden ser resumidos en los siguientes puntos, los mismos que han sido tomados de las referencias bibliográficas citadas: [15, 18]

- Garantizar la interoperabilidad entre diferentes IEDs
 - o Los IEDs de diferentes fabricantes pueden intercambiar y usar información sobre medios de comunicación comunes.



- La ingeniería y Configuración de datos es intercambiable entre herramientas de distintos fabricantes.
- Independencia de Proveedores
 - Los IEDs al poseer la característica de interoperabilidad, no requiere efectuar los proyectos de automatización con un solo fabricante.
- Arquitectura abierta de los IED
 - Reducir la ingeniería y su configuración.
 - Descripción de características técnicas de IEDs, de manera estándar.
 - Se permite la inclusión y disponibilidad de funciones, soluciones y datos propietarios.
- Reducción de cableado eléctrico convencional
 - Utilización de diferentes arquitecturas de redes LAN en lugar del cableado de cobre.
- A prueba de futuros desarrollos tecnológicos
 - Las inversiones y los servicios implantados deberán durar a pesar de los rápidos cambios tecnológicos.
 - El estándar debe seguir las evoluciones de las tecnologías de comunicación, así como los nuevos requerimientos de los sistemas.

Respecto a las ventajas de mayor impacto que se obtienen de la automatización de subestaciones bajo el estándar IEC 61850, se destaca la capacidad de reducir significativamente la cantidad de cables y puntos de entrada y salida del equipo digital.

Esto se logra a través del intercambio de información múltiple sobre los procesos de diversos subsistemas. Así, por ejemplo, la información analógica y de estados puede ser recopilada por los IEDs de protección, la



cual puede ser compartida a través de una red de comunicaciones LAN, con los sistemas de supervisión, comando, control y automatización, con menores costos y mayor fiabilidad.

Los beneficios económicos proporcionados por la norma no corresponden a la adquisición de equipos o del sistema en sí, puesto que el costo inicial de implementación es relativamente mayor en comparación con otras tecnologías. Pero su ahorro es notable a largo plazo durante su uso, el mantenimiento requerido mínimo y la facilidad de expansión del sistema de automatización [9]. Un comparativo general del costo de implementación en referencia a otros protocolos, puede ser apreciado en la Tabla 2.1. [10].

Etapas del Proceso	Protocolos Antiguos	IEC 61850	Impacto
Compra de Equipamiento	\$	\$\$	-
Instalación	\$\$	\$	+
Configuración	\$\$	\$	+
Aplicación / Migración	\$\$\$	\$	++
Flexibilidad / Mantenimiento	\$\$\$	\$	++

Tabla 2.1. Justificaciones económicas de migración a estándar IEC61850 [10].

La idea general de la normalización es tratar de sustituir más de 50 protocolos de comunicación que se encuentran en el mercado, como ser MODBUS, UCA2, LON, PROFIBUS, DNP, FIELDBUS, etcétera; muchos de los cuales son propietarios.

2.5 Estructura del estándar IEC61850 [11] [13] [14]

El estándar se encuentra estructurado en diez grandes secciones, cada sección corresponde a un tema específico, la Tabla 2.2 presenta una estructura resumida de la primera versión, en donde se identifica los diferentes temas de cada parte.



Norma – Parte	Tema	Descripción
IEC 61850 – 1	Introducción y Visión General	Introducción y resumen general de la Norma IEC 61850, incluyendo otras partes de la Norma.
IEC 61850 – 2	Glosario	Compuesta por la terminología específica y definiciones usadas bajo el contexto del Sistema de Automatización de Subestaciones.
IEC 61850 – 3	Requisitos Generales	Requisitos de las redes de comunicación, con énfasis en la calidad. Contempla condiciones ambientales y los servicios auxiliares.
IEC 61850 – 4	Sistema y Gestión de Proyectos	Sistema y Gestión de proyectos respecto a: <ul style="list-style-type: none"> - El proceso de ingeniería y sus herramientas. - El ciclo de vida de todo el sistema y sus IEDs - El aseguramiento de la calidad a partir de la fase de desarrollo y que termina la discontinuación y desmantelamiento del SAS y sus IEDs.
IEC 61850 – 5	Requisitos de Comunicación	Se refiere a los requisitos de las funciones aplicadas al SAS y los modelos de los dispositivos.
IEC 61850 – 6	Lenguaje de Comunicación de Subestaciones (SCL)	Especifica el lenguaje utilizado para configurar los IEDs, para describir el diagrama unifilar de la subestación y de la red de comunicación. Cada dispositivo irá provisto de un archivo SCL de su propia configuración.
IEC 61850 – 7	Modelo de Comunicación	Detalla la arquitectura de la comunicación de la subestación, define tipos de atributos y las clases de datos comunes relacionados con las subestaciones. Esta sección se subdivide en 4 partes: <ul style="list-style-type: none"> - Principios y modelos - Interface de Servicio de Comunicaciones Abstracta (ACSI) - Clases de datos Comunes (CDC) - Clases de Nodos Lógicos (NL) y Clases de Datos Compatibles (especificación de Todos los Nodos Lógicos).
IEC 61850 – 8	Servicios de mapeado	Se especifica el método de intercambio de datos para un tiempo crítico y un tiempo no crítico a través de



	específicos de comunicaciones (SCSM) – Mapeo a MMS y a ISO/IEC 8802-3 ³²	redes de área local mediante el mapeo de ASCI a MMS ³³ y ISO/IEC 8802-3. El mapeo de ASCI a MMS se define como los conceptos, objetos y servicios del ASCI que se llevarán a cabo mediante conceptos, objetos y servicios MMS, para permitir la interoperabilidad entre funciones llevadas a cabo por diferentes fabricantes.
IEC 61850 – 9	Servicios de mapeado específicos de comunicaciones (SCSM)-Valores Muestreados sobre una serie de enlaces unidireccionales multidrop punto a punto.	Especifica el mapeo de la comunicación entre los niveles de proceso y de bahía sobre una serie de enlaces unidireccional multidrop punto a punto (Ethernet), en base a la normativa que rige el funcionamiento de los transformadores electrónicos de corriente y potencial.
IEC 61850 – 10	Pruebas de Conformidad	Define las pruebas que deben ser aprobadas por los IEDs, cuyos resultados deben estar en conformidad con la Norma IEC61850. Se definen además los procedimientos de ensayo de equipos y sistemas, y la documentación e instrumentos para su realización.

Tabla 2.2. Estructura simplificada del estándar IEC61850 [18-31].

Las ediciones más recientes del estándar IEC61850, incluyen las comunicaciones entre subestaciones (Parte 90-1). Así mismo se actualiza el título general de la norma denominándose Redes de Comunicación y Sistemas de Automatización de Distribuidoras Eléctricas (*Communications Networks and Systems for Power Utility Automation*).

2.6 Arquitectura funcional según IEC61850 [11]

Para aprovechar el enfoque que da el estándar IEC61850, hacia la utilización de métodos como la descomposición funcional, flujo de datos y

³² ISO/IEC 8802-3: Estándar Ethernet para comunicación utilizando direcciones MAC.

³³ MMS: Especificación de Mensaje de Fabricación (Manufacturing Message Specification).

modelamiento de información para definir las interfaces de control y protección de subestaciones, se precisan funciones y nodos lógicos.

La interoperabilidad, como objetivo de la norma, debe ser provista por funciones a ser implementadas en una subestación, pero residen en los equipos de la subestación (dispositivos físicos, Inglés: physics device PD) de diferentes fabricantes.

Las funciones pueden dividirse en partes que se ejecutan en diferentes IEDs que se comunican entre sí (funciones distribuidas); por lo que la comunicación entre estas partes, llamadas Nodos Lógicos (Inglés: logical node LN), da soporte al requerimiento de interoperabilidad entre IEDs.

La aplicación generalizada de funciones en un sistema de automatización de subestaciones radica en el control y supervisión, tal como las funciones de protección y monitoreo del equipamiento primario y de la red. Otras funciones (sistema de funciones) son relativas al propio sistema, por ejemplo la supervisión de las comunicaciones.

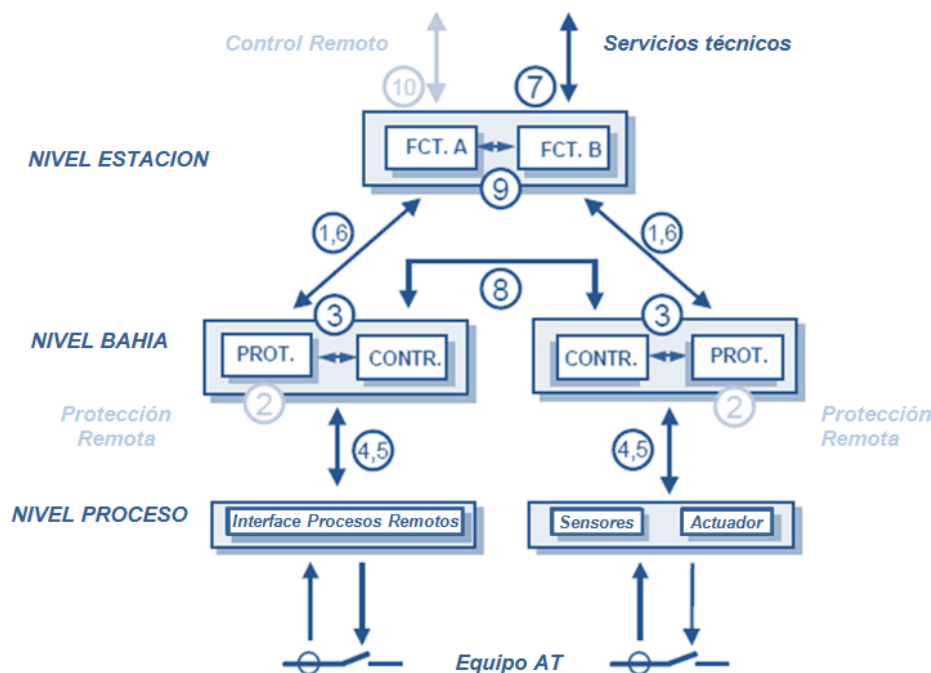


Figura 2.1 Modelo de interfaces de la Automatización de una Subestación [11].



Las funciones pueden ser asignadas a tres niveles, el nivel de estación, el nivel de bahía y el nivel de proceso. El diagrama mostrado en la Figura 2.1, es la estructura planteada por el estándar IEC61850, para abarcar las interfaces lógicas entre las funciones del nivel de estación y las funciones ubicadas en el nivel de bahía.

La numeración que se muestra en la Figura 2.1, representan las interfaces y la descripción de cada una de ellas. Se detalla a continuación:

Interfaz Función (IF)¹.- Intercambio de datos de las funciones de protección entre los niveles de bahía y estación.

IF2.- Intercambio de datos de las funciones de protección entre el nivel de bahía y alguna protección remota, como por ejemplo la tele-protección entre subestaciones (dicho intercambio se encuentra fuera del alcance del estándar).

IF3.- Intercambio de datos dentro del nivel bahía.

IF4.- Intercambio de datos instantáneos de TC³⁴ y TP³⁵ entre los niveles de proceso y de bahía.

IF5.- Intercambio de datos de control entre los niveles de proceso y de bahía.

IF6.- Intercambio de datos de control entre los niveles de bahía y de estación.

IF7.- Intercambio de datos entre el nivel de subestación y las consolas remotas de ingeniería.

³⁴ TC: Transformador de corriente.

³⁵ TP: Transformador de potencial.

IF8.- Intercambio de datos entre bahías, especialmente para funciones rápidas, tal como los interbloqueos.

IF9.- Intercambio de datos dentro del nivel estación.

IF10.- Intercambio de datos de control entre dispositivos de la subestación y un centro de control (fuera del alcance del estándar).

2.6.1 Niveles funcionales en una subestación según IEC61850 [11]

Nivel de estación.- Abarca los dispositivos como la computadora central con una base de datos, la estación de operación o interface de operación humana (Inglés: human machine interface HMI), equipos de comunicación remota, un gateway³⁶, etc.

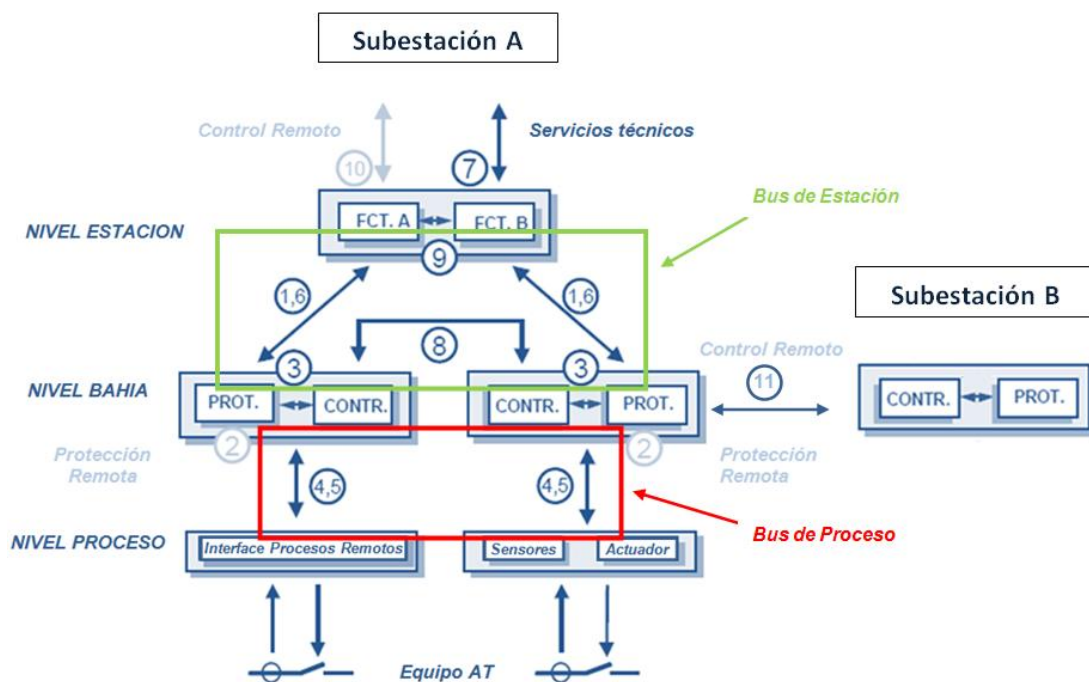


Figura 2.2 Niveles Funcionales de una Subestación [15]. Interface 11 (IF11) permite el intercambio de datos de control entre subestaciones.

Nivel de Bahía.- Abarca los dispositivos de control, protección o monitoreo por bahía. El concepto de bahía no es comúnmente usado a nivel de Norte América, y consiste en un conjunto de equipos de una subestación, como

³⁶ Gateway: Equipo convertidor de protocolos.



por ejemplo, la bahía de una línea de salida está conformada de un interruptor, seccionadores aledaños, seccionador de tierra, los cuales son manejados y supervisados por un solo dispositivo llamado controlador de bahía.

Nivel de Proceso.- Reúne a los dispositivos de adquisición remotos, sensores inteligentes de señales de voltaje y corriente, actuadores, etc.

Las interfaces físicas que permiten enlazar los niveles descritos son denominadas Bus de Estación y Bus de Proceso, tales descripciones pueden ser apreciadas en la Figura 2.2.

El bus de Estación y el de Proceso, aunque se muestren separados, pueden ser implementados sobre una misma red de comunicación, la misma que dependiendo del tipo de topología que se adopte en la subestación, puede ser redundante.

2.6.2 Modelo de Datos [22, 24]

La interoperabilidad descrita en el estándar IEC61850, requiere modelar los objetos reales; por lo que se utilizan objetos definidos en la norma UCA (the Utilities Communications Architecture), en la parte 4, versión 2: UCA Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment (GOMSFE). Así mismo las definiciones requeridas se encuentran plasmadas en los siguientes capítulos del estándar:

- En IEC61850-1 se define en forma genérica, los equipos y los requerimientos de comunicación.
- EN IEC61850-7.2 se definen los servicios y funciones para intercambiar información.
- En IEC61850-7.4 y 7.3 se definen los modelos de información.

En el estándar IEC61850 los modelos de datos representan los atributos y funciones de los dispositivos físicos de una subestación, de tal manera que en un modelo orientado a objetos, los datos son intercambiados entre las funciones y sub-funciones que se encuentran en los IEDs.



Los dispositivos electrónicos inteligentes se encuentran conformados por un hardware, y un software que permiten manejar un conjunto de funciones residentes que definen el tipo de IED a utilizar. Las funciones a su vez utilizan clases de datos y las respectivas instancias de datos. Las partes más pequeñas de una función que intercambia datos se definen como nodos lógicos.

Un Nodo Lógico (LN) representa la función al interior de un dispositivo físico; que realiza algunas operaciones para esa función. Un nodo lógico es un objeto definido por estos datos y métodos. Algunos nodos lógicos forman un Dispositivo Lógico (LD), por ejemplo la representación de una unidad de bahía, un dispositivo lógico es siempre implementado en un IED, sin embargo los dispositivos lógicos no pueden ser distribuidos.

En resumen, un Nodo Lógico es la representación abstracta de una funcionalidad necesaria para la automatización de una subestación. Por ejemplo, una representación virtual de una clase de interruptor, con el nombre de clase estandarizado **XCBR**.

En la Figura 2.3 se puede apreciar que el dispositivo físico real, ubicado en el lado derecho de la imagen, es modelado por un modelo virtual en medio de la figura. Los nodos lógicos definidos en el dispositivo lógico (para el ejemplo representa una bahía) corresponden a funciones bien conocidas en el dispositivo real. En este ejemplo el nodo lógico **XCBR** representa un interruptor de circuito específico de la bahía de la imagen real.

Basados en la funcionalidad, un nodo lógico contiene una lista de datos (por ejemplo la posición) con atributos de datos dedicados. Los datos tienen una estructura y una semántica bien definida (en el contexto de sistemas de automatización de subestaciones). La información representada por el dato y sus atributos son intercambiadas por un servicio, de acuerdo a reglas bien definidas y los requerimientos de rendimiento definidos en IEC 61850-5. Los

servicios son implementados por un medio de comunicación específico y concreto (SCSM, por ejemplo, usando MMS, TCP/IP, y Ethernet entre otros).

Los nodos lógicos y los datos contenidos en un dispositivo lógico son cruciales para la descripción y el intercambio de información, desde los sistemas de automatización de subestaciones hacia la interoperabilidad.

2.6.3 Nodos Lógicos y conexiones lógicas [15]

Para cumplir con los requerimientos de interoperabilidad entre IEDs, especialmente la libre distribución y localización de funciones, todas las funciones son descompuestas en Nodos Lógicos (LN) que pueden residir en uno o más dispositivos físicos.

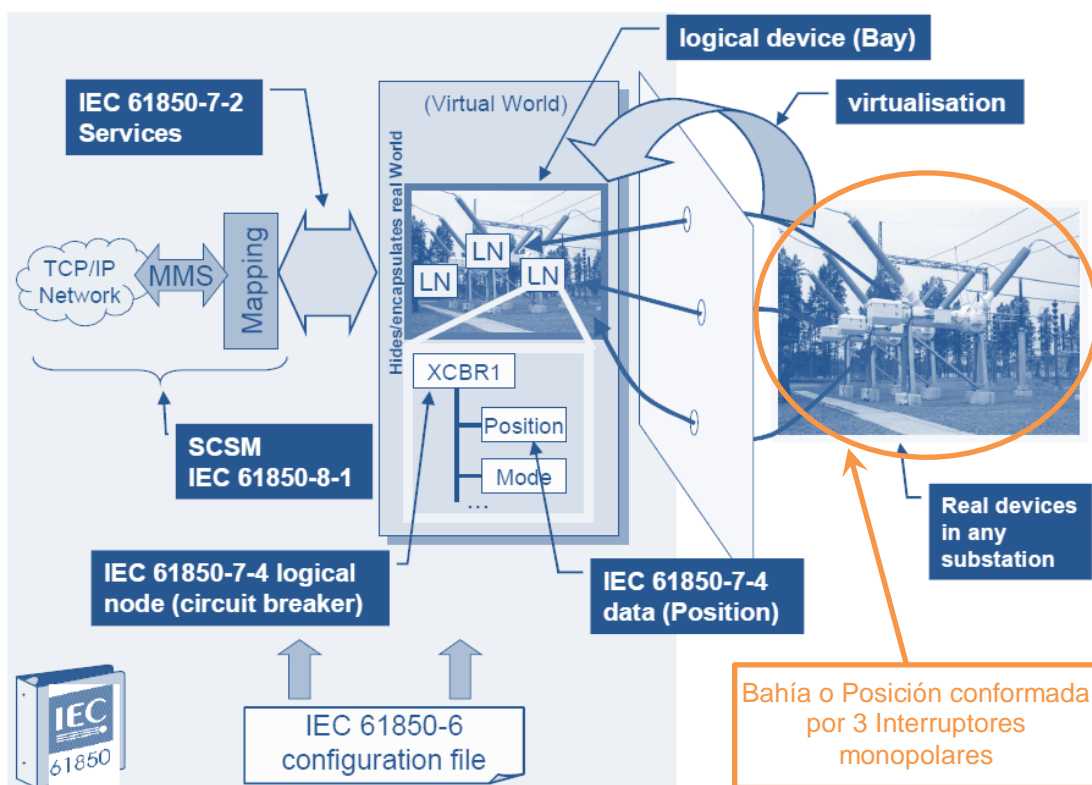


Figura 2.3 Modelamiento conceptual según IEC 61850 [15]

Hay algunos datos a ser comunicados, los cuales no se refieren a alguna función, pero sí al dispositivo físico tal como la información de la placa de identificación, o el resultado de la auto-supervisión del dispositivo. Sin

embargo, un nodo lógico “dispositivo” es necesario y debe ser introducido LLN0.

Los nodos lógicos son enlazados por conexiones lógicas (LC) para un intercambio de información dedicada. Este enfoque es mostrado en la Figura 2.4, los nodos lógicos (LN) están localizados en funciones (F) y dispositivos físicos (PD). Los nodos lógicos son enlazados por conexiones lógicas (LC); los dispositivos por conexiones físicas (PC). Algunos nodos lógicos son parte de un dispositivo lógico; algunas conexiones lógicas son parte de una conexión física. El nodo lógico “dispositivo” dedicado para algún dispositivo físico es mostrado como LN0.

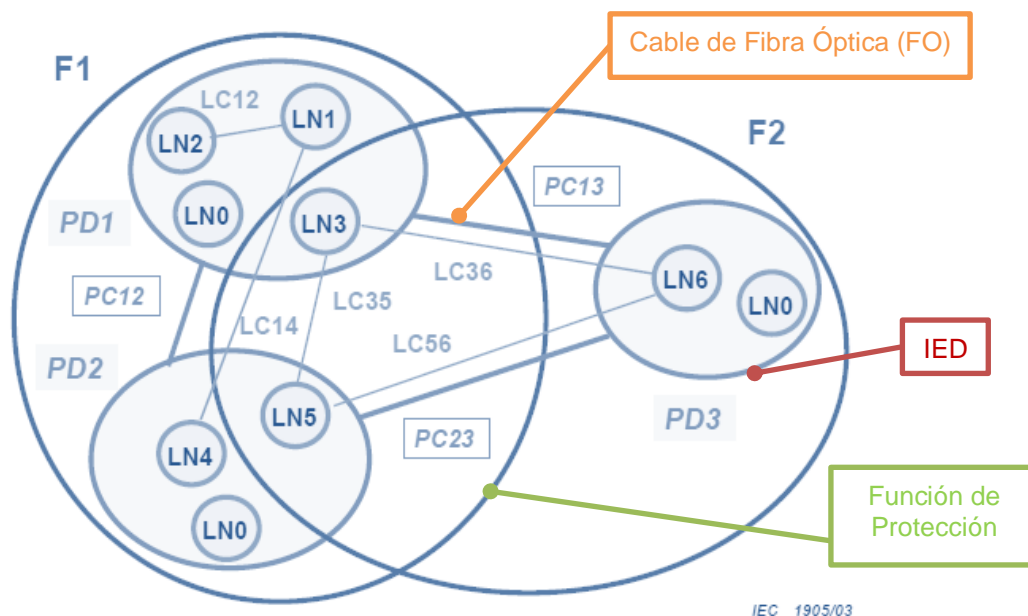


Figura 2.4 Los nodos lógicos y el concepto de enlaces [15]

Un ejemplo de descomposición de funciones comunes en nodos lógicos, es mostrado en la Figura 2.5, en donde se identifican las siguientes funciones genéricas:

- Función de sincronización de interruptor.
- Función de protección de distancia.
- Función de protección de Sobre corriente.

Logical Nodes	[-----Functions-----]			[-----Physical Devices-----]
	Synchronised CB switching	Distance protection	Overcurrent protection	
HMI	X	X	X	1
Sy.Switch.	X			2
Dist.Prot.		X		3
O/C Prot.			X	4
Breaker	X	X	X	5
Bay CT		X	X	6
Bay VT	X	X		7
BB VT	X			

Figura 2.5 Ejemplo de Aplicación de concepto de nodo lógico [15]

Estas funciones pueden ser fragmentadas en nodos lógicos, ubicadas en dispositivos físicos y se describen a continuación, según su número de identificación:

- 1) Computador de Estación.
- 2) Dispositivo de sincronización.
- 3) Unidad Protección de Distancia con función de sobre corriente integrado.
- 4) Unidad controladora de Bahía.
- 5) Transformador de corriente.
- 6) Transformador de potencial.
- 7) Transformador de potencial de barra.

2.6.4 El concepto de PICOM [15]

Los PICOMs³⁷ son datos intercambiables para la comunicación entre nodos lógicos. La Figura 2.6 muestra un diagrama generalizado del intercambio de información entre nodos lógicos. El PICOM es una descripción de una información transferida sobre una conexión lógica dada con atributos de comunicación entre dos nodos lógicos. Estos también contienen la

³⁷ PICOM: Piezas de información para comunicación.

información a ser transferida y atributos requeridos, por ejemplo el rendimiento. Estos no representan la estructura actual o formato de los datos que son transmitidos sobre la red de comunicación.

Los componentes o atributos de los PICOM son los siguientes:

- Dato, es decir el contenido de información y la identificación como necesidad de las funciones.
- Tipo, describe la estructura del dato, ejemplo si es un valor analógico o binario, si es un valor único o un conjunto de datos, etc.
- Rendimiento, es decir el tiempo permitido de transmisión (definido por la clase de rendimiento), la integridad de los datos y el método o la causa de la transmisión (por ejemplo, periódico, evento impulsado, bajo petición).
- Conexión Lógica, contiene la fuente lógica (envío de nodo lógico) y el dissipador de lógica (destino o recepción de nodo lógico).

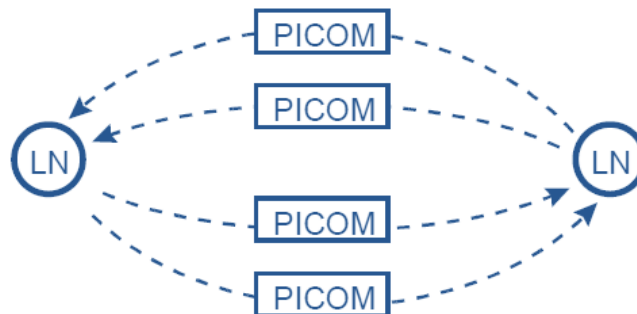


Figura 2.6 Intercambio de datos entre Nodos Lógicos (LN) [17]

2.6.5 Semántica de los Nodos Lógicos [20]

Cada nodo lógico posee uno o más elementos de datos, los cuales poseen un nombre único. Los nombres de los elementos de datos son definidos por la IEC 61850-7.4, y están relacionados con el propósito funcional del sistema de potencia. Por ejemplo un interruptor modelado por un nodo lógico LN XCBR, que contiene una variedad de datos entre los cuales se puede apreciar en la Figura 2.7, para las indicaciones asociadas a la posición del equipo.

Los datos que componen un Nodo Lógico son agrupados en categorías y clasificados por Clases de Datos Comunes (CDC), que definen los tipos de atributos. Así mismo, las clases de Nodos Lógicos diferentes pueden ser caracterizadas por atributos iguales, desde que las Clases de Datos pertenezcan a una misma CDC.

EL dato *Pos*, de la Clase XCBR, pertenece a la Clase de Datos *Controllable Double Point (DPC)*, con varios atributos, entre los que consta el atributo *StVal*, que indica el estado actual del interruptor. Estos aspectos pueden ser observados en la Figura 2.7, en la sección IEC61850-7.4 se definen alrededor de ciento cincuenta nodos lógicos, agrupados en categorías, conforme lo presenta el anexo A. Es así que con el uso de los LNs, los fabricantes deben implementar funciones y subfunciones en sus unidades de protección, automatización, comando y control.

Logical Node: Circuit breaker				Name: XCBR	
Data-Class		DataName	Common Data Class (CDC)		M/O/C
Basic Logical Node information					
Mode		Mod	INC - Controllable Integer Status		M
Behaviour		Beh	INS - Integer Status		M
Health		Health	INS - Integer Status		M
Name plate		NamPlt	LPL - Logical node name plate		M
Local operation (local means without sub-station automation communication, hard-wired direct control)		Loc	SPS - Single point status		
External equipment health		EEHealth	INS - Integer Status		
External equipment name plate		EEName	DPL - Device name plate		
Operation counter		OpCnt	INS - Integer Status		
Controllable Data					
Switch position		Pos	DPC - Controllable Double Point		M
Break opening		BlkOpp	SPC - Controllable Single Point		M
DPC class					
Attribute name	Attribute type	FC	TrgOp	Value/value range	M/O/C
DataName		Inherited from Data Class (see IEC 61850-7-2)			
DataAttribute					
control and status					
ctlVal	BOOLEAN	CO		off (FALSE) on (TRUE)	AC_CO_M
operTim	TimeStamp	CO			AC_CO_O
origin	Originator	CO, ST			AC_CO_O
ctlNum	INT8U	CO, ST		0..255	AC_CO_O
stVal	CODED ENUM	ST	dchg	intermediate-state off on bad-state	M
q	Quality	ST	qchg		M
t	TimeStamp	ST			M
stSeld	BOOLEAN	ST	dchg		AC_CO_O
substitution					
subEna	BOOLEAN	SV			PICS_SUBST
subVal	CODED ENUM	SV		intermediate-state off on bad-state	PICS_SUBST
subQ	Quality	SV			PICS_SUBST
subID	VISIBLE STRING64	SV			PICS_SUBST
configuration, description and extension					
pulseConfig	PulseConfig	CF			AC_CO_O
ctlModel	CtlModels	CF			M
sboTimeout	INT32U	CF			AC_CO_O
sboClass	SboClasses	CF			AC_CO_O
d	VISIBLE STRING255	DC		Text	O
cdcNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLND_M
cdcName	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLND_M
dataNs	VISIBLE STRING255	EX			AC_DLND_M
Services					

Figura 2.7 Ejemplo de Interruptor representado por un LN y su información [17]

2.6.6 Nodo Lógico Cero (LLN0) y Nodo Lógico Dispositivo Físico (LPHD) [17]

Un Nodo Lógico Cero (LLN0³⁸) contiene los datos relacionados con el dispositivo lógico, que para el caso de un IED contiene información de lógica interna del dispositivo. El nodo lógico dispositivo físico (LPHD³⁹) se refiere al IED del dispositivo físico (PD), independiente de todos los nodos lógicos incluidos (identificación/nombre de placa, mensajes de dispositivos bajo supervisión, etc.).

Este nodo lógico puede también ser usado para acciones comunes a todos los nodos lógicos (modo de ajuste, ajustes, etc.) si es que fuera aplicable. Este nodo lógico no restringe el acceso dedicado a algún nodo lógico único por definición. Posibles restricciones son materia de implementación e ingeniería.

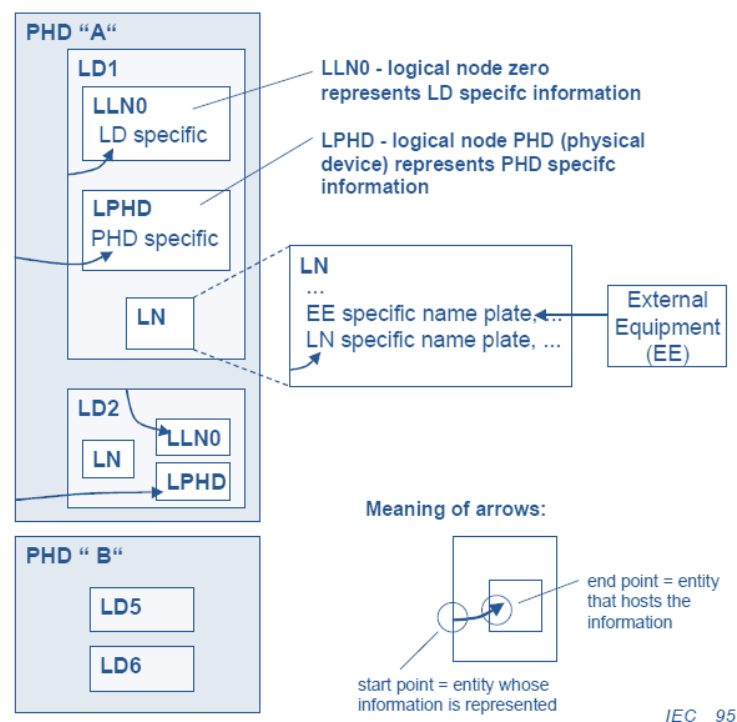


Figura 2.8 Ejemplo Dispositivo Lógico y nodos lógico LLN0/LPHD [17]

³⁸ LLN0: Nodo Lógico Cero (Logical Node Zero)

³⁹ LPHD: Nodo Lógico Dispositivo Físico (Logical Node Physical Device)



En el ejemplo de la Figura 2.8, se puede apreciar la relación entre los dispositivos físicos y lógicos y la asignación de nodos lógicos esenciales para la identificación de estos dispositivos.

El dispositivo lógico LD1 contiene 3 nodos, el nodo lógico cero LLN0 representa los datos comunes del dispositivo lógico, y el nodo lógico dispositivo físico LPHD representa los datos comunes del dispositivo físico que contiene el dispositivo lógico.

Los nodos lógicos LLN0 y LPHD son definidos en cualquier dispositivo lógico. La parte derecha de la Figura 2.8 muestra la representación de la información de placa del equipamiento primario definido como dato del nodo lógico que representa a ese equipo primario.

El nodo LPHD en PH"A".LD1 provee exactamente la información, así como el nodo LPHD en PHD"A".LD2, mientras el nodo LLN0 en PHA"A".LD1 y el nodo LLN0 en PH"A".LD2 transmiten información diferente.

2.6.7 Organización funcional de los Nodos Lógicos [17]

El estándar IEC61850 soporta diferentes filosofías y permite una libre ubicación de funciones. Ello significa que se puede trabajar igualmente centralizado o descentralizado, con ello los nodos lógicos pueden ser ubicados en múltiples dispositivos a nivel de control, con un único dispositivo, permitiendo por parte de usuarios la utilización de cualquier filosofía de sistema.

La organización jerárquica de los datos por la concatenación de los nombres de las instancias Nodos Lógicos LN, Datos y Atributos de Datos, permite crear un modelo jerárquico o un árbol jerárquico de la información (Object Reference), como se ilustra en la Figura 2.9.

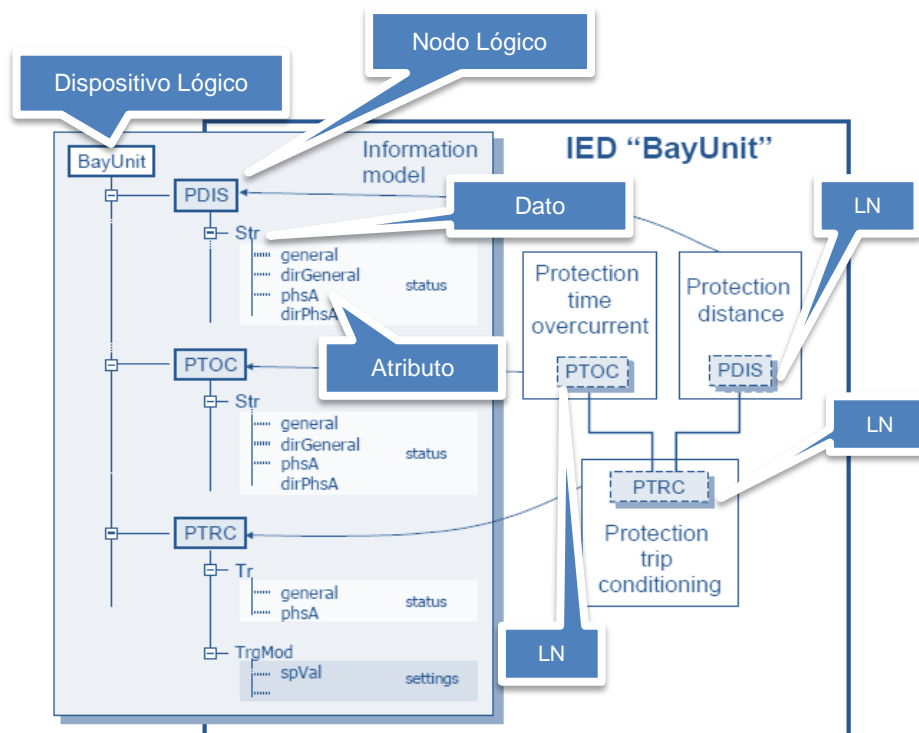


Figura 2.9 Ejemplo de jerarquía implementada en un IED [17]

En la práctica, cuando se explora el contenido de un IED, el cliente muestra los atributos de cada instancia LN de acuerdo con una nomenclatura específica, como se ilustra en el ejemplo de la Figura 2.10., a este ordenamiento se le da el nombre de Organización Funcional.

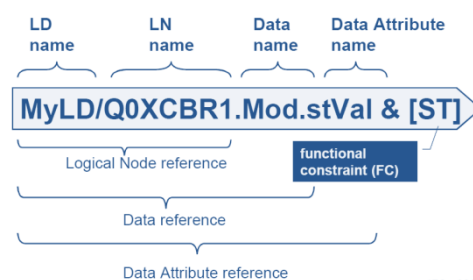


Figura 2.10 Ejemplo de Organización Funcional [17]

La referencia mostrada en la Figura 2.10, presenta la nomenclatura de un nodo lógico, que es mejorado con la utilización de prefijos "Q0" y sufijos "1", cuya nomenclatura es de libre configuración por cada fabricante. La

nomenclatura del nodo lógico mostrado en la Figura 2.10 corresponde a XCBR sin los prefijos ni sufijos.

Los datos están referenciados de acuerdo con el modelo de orientación a objetos, manteniendo su jerarquía iniciado por el dispositivo físico (Inglés: physics device PD) en un nivel superior, para alcanzar, el nivel inferior del atributo de datos. A continuación, se presenta la forma genérica de sintaxis de referencia a un elemento de datos de un Nodo Lógico LN.

DispositivoFísico.NodoLógico.ObjetodeDatos.AtributodeDatos

2.6.8 Modelo de servicio [17]

La información contenida en un modelo jerárquico se comunica a través de la Interfaz de comunicación de servicio (ACSI, Interface de Servicio de Comunicación Abstracta). En la Parte 7-2 de la norma IEC 61850, se definen dos tipos de interfaces, denominados Cliente - Servidor y Peer-to-Peer (Editor o Publicador / Subscriber), como se muestra en la Figura 2.11.

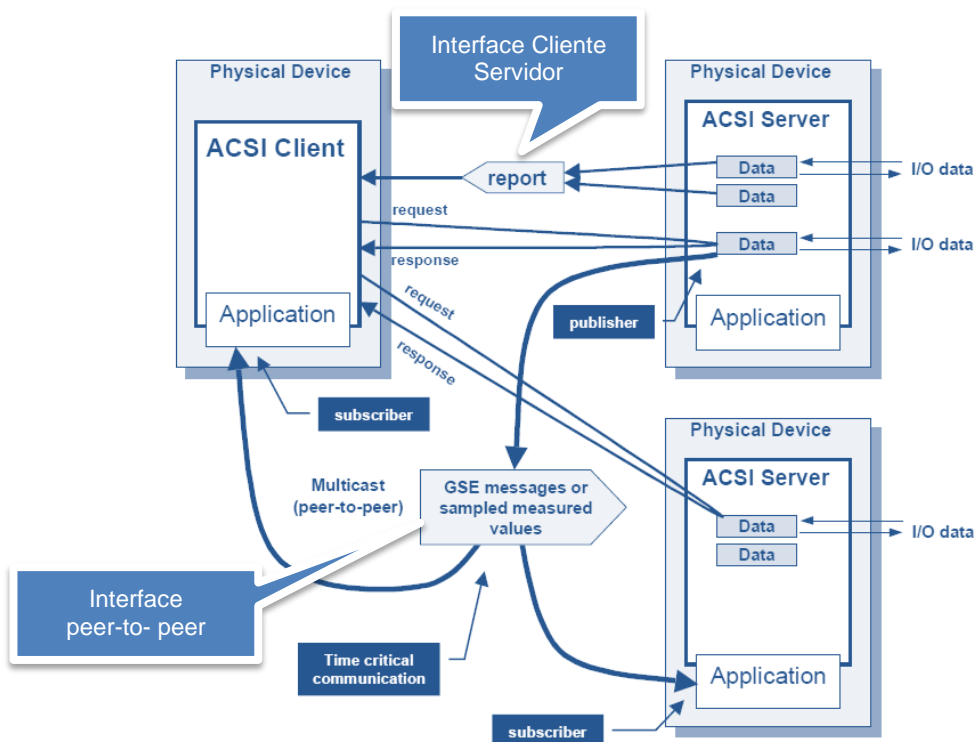


Figura 2.11 Métodos y Comunicaciones ACSI [17]



Es conveniente recordar que una comunicación Cliente/Servidor se asemeja a una llamada telefónica, en donde se intercambia información uno a uno, donde se requiere información de control para establecer el marcado de la llamada y poder establecer la conexión, también puede haber cruce de palabras, bromas, inicio de la llamada con un saludo “hola”; es decir permite el intercambio.

Además la interface Cliente/Servidor puede ser enrutable, así como la llamada se podría desarrollar de un país a otro; por lo que se utiliza direccionamiento IP, se establece una conexión, se crean tablas de direcciones en los switches y por último se concreta la comunicación con el uso de una ruta directa.

En cambio para el caso de Publicador/Suscriptor (peer to peer), se puede citar el ejemplo de las transmisiones de voz por radio (publicador), en donde se envía un mensaje desde una antena ubicada en cualquier sitio y por la cual no se identifica a cual está dirigido, o si alguien está escuchando.

En el caso de que alguna persona posea un equipo receptor de radio y que se encuentre encendido y sintonizado en ese canal, podrá escuchar el mensaje transmitido (suscriptor) sin el intercambio de bromas o reclamos. Esto se cumplirá si la persona con su receptor se encuentra en la zona de cobertura de la intensidad de la señal, asemejándose a su dominio local.

La interfaz de punto a punto es una interfaz abstracta para la entrega rápida y fiable de eventos para todo el sistema, incluyendo una aplicación de un dispositivo y muchas aplicaciones remotas en diferentes dispositivos (editor / suscriptor). La comunicación “Peer-to-Peer” ofrece servicios para el intercambio de los mensajes GOOSE tipo de multidifusión, y el intercambio de valores muestreados (valores muestreados) de la multidifusión o tipo unicast.



2.6.9 Tipos de comunicación [25]

En la automatización de una subestación eléctrica, bajo el estándar IEC61850, se puede definir dos tipos de comunicación principales las verticales y las horizontales.

2.6.9.1 Comunicaciones verticales [25]

El tipo de comunicación vertical se realiza entre los diferentes niveles de la SE en donde la información se transfiere de modo cliente-servidor, llamados MMS, Inglés: Manufactura Mensaje Especificación, tales como información de configuración y funcionamiento (SCADA), y están disponibles para el operador a través del HMI.

El servidor, por lo general un IED, proporciona los datos al cliente, que puede no ser el único, y que está en el nivel de la estación (computador ingeniería) o en cualquier punto de control remoto en otros lugares (centro de control). Los datos pueden ser solicitados por el cliente o generados automáticamente a partir de eventos predefinidos.

El modo de comunicación vertical utiliza direccionamiento IP de las capas del modelo OSI, tiene la ventaja de poseer un rendimiento determinista pero, por el contrario, relativamente lento en cuanto al tiempo de respuesta en el orden de 1 a 2 segundos.

2.6.9.2 Comunicaciones horizontales [25]

La comunicación horizontal se realiza entre el mismo nivel de SE, por ejemplo, entre el nivel de IEDs, que se caracteriza por la forma Editor / Suscriptor (Publisher/Subscriber), donde la información se distribuye por la red de forma unicast, multicast o broadcast, es decir, los mensajes pueden ser recibidos por uno solo, varios o todos los IED (suscriptores), respectivamente, y estos pueden usar o no la información transmitida, según sea necesario.



Los mensajes intercambiados en la comunicación horizontal no requiere señales de confirmación de entrega para que se repitan varias veces, aumentar la redundancia y la seguridad de la entrega. El servicio que permite la retransmisión de mensajes se denomina SCSM, Servicio de Mapeo Específico de Comunicaciones (Specific Communication Service Mapping).

Con el cual se permite que cada mensaje de retransmisión acarree consigo un parámetro denominado “Tiempo permitido para Vivir” (Time Allowed To Live) informando al receptor el tiempo máximo de espera para la próxima retransmisión. Si un nuevo mensaje no se recibe en este intervalo de tiempo, el receptor va a entender que la conexión se interrumpió.

El modo de transmisión de mensajes horizontal, en lugar de la comunicación vertical, no depende de las capas del modelo OSI, teniendo un tiempo de comunicación no determinístico bastante rápido, con tiempos de transmisión en el orden de 4 a 8 ms.

2.6.10 Tipos de mensajes [15]

La norma IEC 61850 indica siete niveles diferentes de mensajes intercambiados en un sistema de automatización de subestaciones, que se dividen de acuerdo al orden de importancia para el sistema. De acuerdo con la velocidad de transmisión y la importancia de los mensajes, éstos se pueden dividir en tres tipos [25]:

- Mensajes de velocidad alta: Trip (como la apertura de un interruptor de circuito) y los controles;
- Mensajes de velocidad media: Información de mediciones, estados y mandos;
- Mensajes de velocidad baja: Parámetros, eventos y transferencia de archivos.



Los mensajes de alta velocidad llevan el nombre de GSE Eventos Genérico de Subestación (Generic Substation Events), que a su vez se clasifican en GOOSE, Evento de Subestación Genérico Orientado a Objetos (Generic Object Oriented Substation Event) o GSSE Evento Genérico de Estado de Subestación (Generic Substation Status Event).

La diferencia GOOSE y GSSE radica en el hecho de que los mensajes GOOSE utilizan un conjunto de datos (data set) donde la información es configurable, mientras que los mensajes GSSE sólo admiten una información de estado de estructura fija, publicados y puestos a disposición en la red [25].

En la Parte 5 de la norma IEC 61850 se definen otros dos grupos de clases de rendimiento para los mensajes, incluyendo:

Las clases de rendimiento para fines de control y protección, destacando las siguientes clases: [15]

- Clase P1: se aplica a las bahías para distribución;
- Clase P2: se aplica a las bahías para transmisión;
- Clase P3: aplicado a las bahías para distribución, con características de sincronización, de rendimiento superior.

Las clases de rendimiento para propósitos de medición y la calidad de la energía, destacando las clases [15]:

- Clase M1: clase de precisión para la medición de 0,5 y 0,2, y la calidad de medición hasta la quinta armónica;
- Clase M2: clase de precisión para la medición de 0,2 y 0,1, y la calidad medición hasta 13º armónico;
- Clase M3: Calidad de Medición hasta el 40º armónico.

La relación que se establece entre los tipos de mensajes y diferentes clases de desempeño se presenta en la sección IEC61850-5.



2.6.10.1 Mensaje tipo 1.- Mensaje de alta velocidad (*fast message*) [15]

Los mensajes de Tipo 1 contienen un código binario sencillo que a su vez contiene datos, comandos o mensajes simples, tales como un “trip” “cierre”, la “orden reconexión”, “start”, “stop”, “bloqueo” “desbloqueo”, "cambio de estado", "estado", entre otros. El IED receptor actuará inmediatamente después de recibir ese tipo de mensajes.

- Tipo 1A - Disparo (“trip”)

Mensajes 1A son el tipo más importante de mensajes rápidos, presentando por ello requisitos más exigentes, sobre todo el tiempo, en comparación con otros mensajes rápidos. Presentan diferentes requisitos de tiempo de acuerdo a la clase de rendimiento, y para la clase P1, el tiempo total de transmisión es del orden de la mitad de un ciclo - 10 ms. En cuanto a la clase P2/3 el tiempo total de transmisión será de alrededor de un cuarto de ciclo - 3 ms.

- Tipo 1B - Otro ("otros")

El tipo de mensaje 1B se distingue por su tiempo menos exigente con respecto a la orden de disparo (trip), mientras que para el tiempo de clase P1 debe ser inferior a 100 ms y el tiempo de la clase P2 / 3 debe ser del orden de 20 ms.

2.6.10.2 Mensaje tipo 2.- Mensaje de media velocidad (*medium speed*)[15]

Para mensajes de tipo 2 el momento de su composición es importante, por lo que el tiempo de envío viene a ser menos crítico. Incluirá el registro del instante de tiempo en que se generó, dado por el reloj interno del IED, debiendo ser este valor de tiempo utilizado por el IED receptor, para calcular el intervalo de tiempo desde que operó.



Un ejemplo de mensaje de tipo 2 es la información de "estado", siendo el tiempo total de transmisión inferior a 100 ms.

2.6.10.3 Mensaje tipo 3.- Mensaje de baja velocidad (*low speed*) [15]

Los mensajes tipo 3 se utilizan para funciones lentas de autocontrol, la transmisión de las notificaciones de eventos, leer el cambio de valores y presentación general de los datos del sistema de cambio. El tiempo total de transmisión debe ser inferior a 500 ms.

2.6.10.4 Mensaje tipo 4.- Mensaje de datos no procesados (*row data*) [15]

Los mensajes Tipo 4 incluyen datos provenientes de transductores y convertidores digitales de instrumentación, como son los datos de CTs y TPs. Para la clase de datos P1, el tiempo total de transmisión debe estar alrededor de 10 ms y para la clase de datos P2 / 3, el tiempo total de transmisión debe estar alrededor de 3 ms.

2.6.10.5 Mensaje tipo 5.- Mensaje de transferencia de ficheros (*File transfer functions*)[15]

Los mensajes tipo 5 tienen la función de transferencia de archivos de gran tamaño relacionadas con la grabación de datos o ajustes. Por lo general, los archivos son separados en bloques de tamaño limitado y enviados en varios mensajes de este tipo. Su tiempo de transferencia presenta más de 1000 ms.

2.6.10.6 Mensaje tipo 6.- Mensaje de sincronización de tiempo (*Time Synchronization*)[15]

El objetivo del mensaje Tipo 6 radica en la sincronización de los relojes internos de los IED del Sistema de Automatización de Subestaciones.

2.6.10.7 Mensaje Tipo 7.- Mensaje de comando con control de acceso (*Command messages with access control*)[15]



Mensajes Tipo 7 sirven para enviar comandos de control y funciones de control que provienen del HMI⁴⁰ remoto o local. Los mensajes se basan en el tipo 3, con parámetros de autenticación adicionales requeridos por los mecanismos de control de acceso (password).

2.6.11 Mensajes GOOSE [12] [21]

Los mensajes GOOSE se producen al establecer una comunicación horizontal, estos mensajes contienen información que permite al receptor saber si un estado se modifica y el momento en que se modificó.

De acuerdo con la norma IEC 61850 los mensajes GOOSE se generan sobre la aparición de un cambio de estado, donde un IED transmite a alta velocidad un Evento Genérico de Subestación Orientado a Objetos (GOOSE) que contiene el valor de cada “*status*” como entrada.

Los mensajes GOOSE se publican a una tasa constante cuando no hay variación en el contenido del conjunto de datos y actúa como los “latidos del corazón”. Estos mensajes GOOSE utilizan el servicio SCSM⁴¹, definido en la sección 2.6.9.2, ya que no existe un mecanismo para asegurar la entrega de los mismos.

Algunos ejemplos de los mensajes GOOSE utilizando lógicas son: (i) la función de fallo de interruptor, (ii) la selectividad lógica, (iii) transferencia automática de líneas, (iv) la transferencia de carga entre transformadores en caso de fallo en una de ellos, (v) ayudar a maniobrar transformadores en paralelo, entre otros.

Un mensaje GOOSE no debe ser considerado como un comando entre los IEDs, dado que no transmite una acción a realizar por el dispositivo receptor. Las principales características de un mensaje GOOSE se presentan a continuación:

⁴⁰ HMI: Human Machine Interface (Interface Hombre Maquina).

⁴¹ SCSM: Servicio de Mapeo Específico de Comunicaciones (Specific Communication Service Mapping)

- Mapeado [21].- Los mensajes GOOSE son mapeados directamente sobre la capa ethernet utilizando el encabezado Ethertype con el valor hex- 88B8, como se muestra en la Figura 2.12. Esta cabecera está reservada para aplicación de la parte 8-1 del estándar IEC 61850. Esta característica optimiza la decodificación del mensaje en el dispositivo receptor, que representa menos tiempo de tratamiento y transferencia de mensajes.

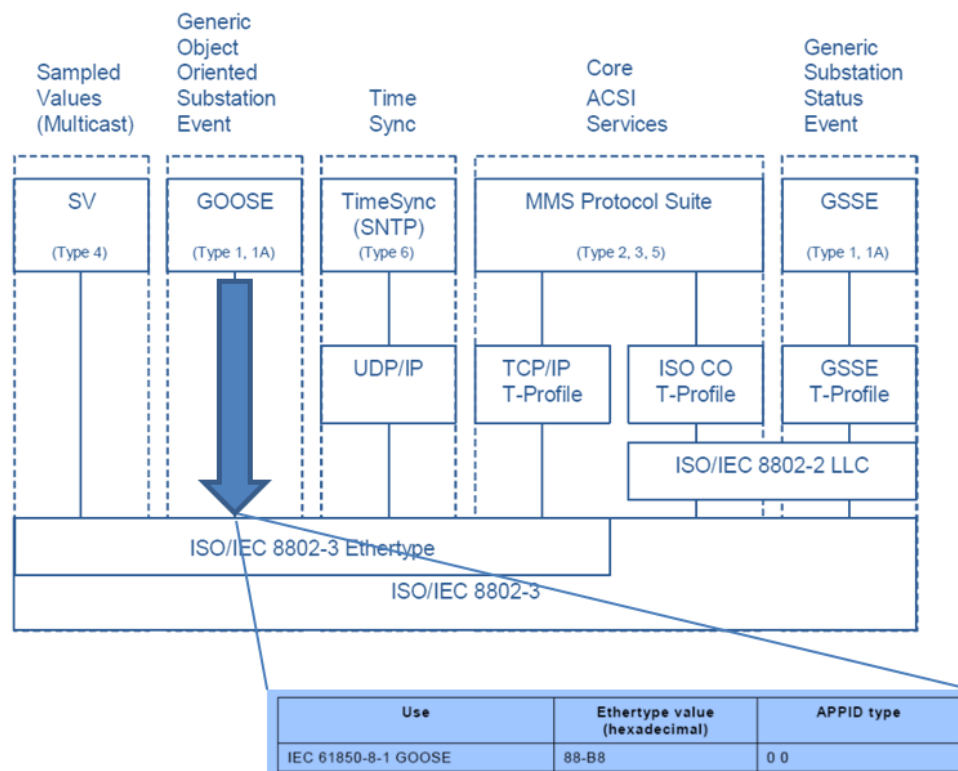


Figura 2.12 Mapeo de Mensajes GOOSE [21]

- Método de Transmisión [21].- Se usa el método de transmisión de *multicast* dentro de una LAN, donde el mensaje se copia y es enviado desde un dispositivo *Editor* o *Publicador* para un conjunto específico de IEDs o dispositivos *Suscriptores*.
- Confiabilidad [21].- La transmisión rápida y fiable debe garantizarse en función de la retransmisión de mensajes para intervalos de tiempo cortos, de unos pocos milisegundos.



- Seguridad y Rendimiento [21].- Para mejorar la seguridad y el rendimiento de los sistemas de protección, los mensajes GOOSE utilizan el protocolo Red de área local virtual (VLAN - Virtual Local Area Net) a través de redes Ethernet. Este protocolo permite la inserción de un identificador (tag) dentro de la trama de ethernet de 4 bytes, que permite a los dispositivos de red, identificar la VLAN a la que pertenece el mensaje. De esta manera, puede crear grupos lógicos o redes virtuales entre IEDs que están conectados físicamente en la misma LAN.

2.6.12 Lenguaje de configuración de subestaciones SCL [16]

La norma IEC 61850, Parte 6 [16] define el uso de un Lenguaje de Configuración Universal para Subestaciones, el SCL (Substation Configuration Language). El SCL está dirigido principalmente a la estandarización de la información sobre los diferentes IEDs. Es uno de los principales logros alcanzados por esta norma de comunicación y un gran avance para lograr la interoperabilidad, tanto en términos de componentes y herramientas de configuración.

EL SCL es un lenguaje de alto nivel basado en la programación XML (eXtensible Markup Language) orientada a Objetos. Su uso permite una estandarización de los métodos de configuración SE y la nomenclatura utilizada por una sola descripción del modelo de datos, la creación de un vocabulario común, aumentando la seguridad y la fiabilidad.

El SCL permite la descripción del diagrama unifilar de la subestación (SE), la red de comunicaciones, las instancias de nodos lógicos (Inglés: logical node LN) y su asociación con el equipo de la subestación.

La norma IEC 61850 explica el uso de reglas para la formación de archivos, y la creación de estructuras bien definidas. Sólo entonces se puede asegurar de forma más fiable el intercambio de descripciones de las características de



los IED y la descripción del Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS).

Con esto se puede realizar una comunicación de dos vías entre las herramientas de configuración de los IED y las herramientas de configuración del sistema. Esta comunicación garantiza la interoperabilidad entre diferentes herramientas de ingeniería de varios fabricantes, lo que permite una configuración de la subestación independientemente de IED y sus herramientas específicas.

El lenguaje SCL se compone de varios archivos que contienen los datos sobre las diversas funciones del SAS ⁴². La información sobre las características de configuración y comunicación de la red forman el archivo que representa y describe la totalidad del sistema, tales como el diagrama unifilar, las funciones asignadas al esquema y los datos que eventualmente serán compatibles con esta descripción, a estos archivos se asignan el nombre de SSD, Sistema de Descripción Específica (System Specification Description).

El fabricante de cada IED ofrece, junto con cada dispositivo, un archivo que contiene sus características y funcionalidades, que toma su nombre de la ICD, Descripción de la Capacidad del IED (IED Capability Description) [16].

Una vez configurado para un proyecto específico, los archivos de la ICD de cada IED se convierte en el archivo CID, Descripción de la Configuración del IED (Configured IED Description), incluyendo todos los ajustes para la publicación y suscripción de mensajes GOOSE y la información específica de la configuración del IED, incluyendo dirección del IED y la información de los LNs.

Los archivos de la ICD para todos los IEDs correctamente configurados para el trabajo de ingeniería asignado, o simplemente los archivos CID, conjuntamente con el archivo SSD componen un solo archivo SCD,

⁴² SAS: Sistema de automatización de subestaciones.



Descripción de la Configuración de la Subestación, (Substation Configuration Description).

El archivo SCD debe guardarse para que los responsables del mantenimiento puedan consultar y planificar futuras ampliaciones, ya que este archivo contiene digitalmente, esquemas y la lógica de una subestación. En pocas palabras, se presentan en la Tabla 2.3, los diferentes tipos de archivos SCL de un SAS.

Tipo de Archivo (extensión)	Contenido
ICD.- Descripción de la Capacidad del IED (IED Capability Description)	Descripción XML de las capacidades y pre-configuraciones de los IEDs, tal como ha sido fabricado
SSD.- Sistema de Descripción Específica (System Specification Description)	Descripción XML de los datos de toda la Subestación, como esquema unifilar y nodos lógicos necesarios. Punto de partida para generar el archivo SCD.
SCD.- Descripción de la Configuración de la Subestación (Substation Configuration Description)	Contiene todos los archivos ICDs de los IEDs de la Subestación, una sección con la configuración completa de la Subestación, incluida la red de comunicación e información sobre el flujo de datos.
CID.- Descripción de la Configuración del IED (Configured IED Description)	Descripción XML de las funciones parametrizadas en un IED específico de la Subestación.

Tabla 2.3. Archivos descritos en el Lenguaje de Configuración de Subestaciones [16].

Los puntos detallados seguidamente, son ejemplos de los modelos descritos por el lenguaje SCL:

- Estructura del sistema de potencia primario: Describe cómo los dispositivos se conectan y qué funciones serán utilizadas;

- Sistema de comunicaciones: cómo los IED están conectados en redes y subredes de comunicación y cuáles son los puntos de acceso de comunicación;

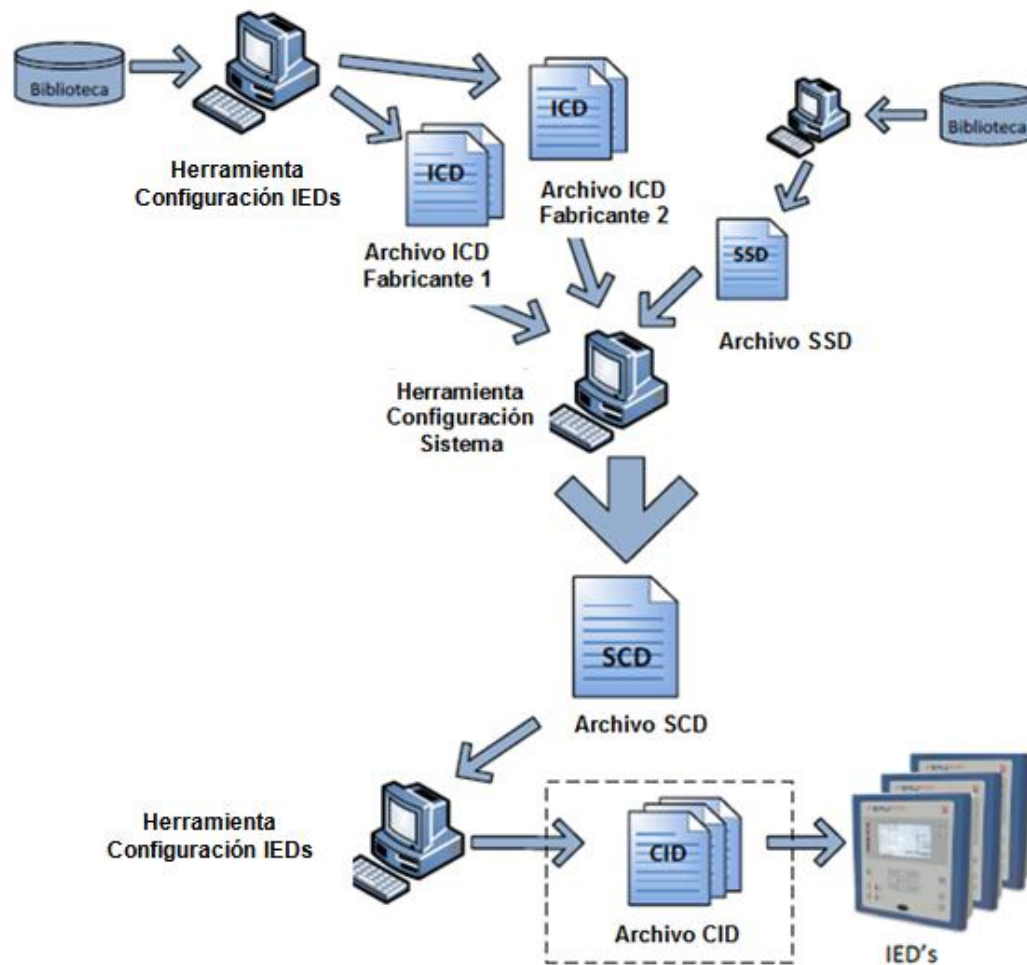


Figura 2.13 Relación de archivos SCL entre herramientas de Ingeniería

- El nivel de aplicación de comunicaciones: cómo agrupar los datos a enviar, cómo los IED activan el envío de datos y cuáles son los servicios escogidos;
- La configuración de cada LD, LN con sus clases y tipos pertenecientes a cada LD;
- Las definiciones de tipo para cada instancia LN;
- La relación entre cada instancia LN con el IED host.



La Figura 2.13 describe el método básico de interacción entre los diferentes archivos de SCL y herramientas de ingeniería de configuración del sistema y los IED de cada fabricante, como se describió anteriormente.

CAPITULO III

Análisis de la Factibilidad de utilizar Protocolos de Comunicación Mixtos DNP3.0-GOOSE, y Pruebas de Laboratorio

Introducción

La información detallada y analizada en los apartados anteriores, permite exponer en el presente capítulo los análisis y alternativas que pueden ser consideradas o tomadas en cuenta por el personal técnico de la EERSSA, para permitir mejorar las protecciones eléctricas de la subestación Cumbaratza, con la aplicación de protocolos de comunicación de moderna tecnología.

La investigación y utilización de un estándar dedicado a las telecomunicaciones en subestaciones eléctricas, permite manejar y concebir la estrategia de utilizar las comunicaciones como herramienta principal, para ejecutar la configuración, el control, la operación, la protección y el mantenimiento de subestaciones.

La idea de utilizar, en mayor relevancia, una red de comunicaciones en una subestación eléctrica para mejorar su operatividad, radica en el hecho de aplicar una migración un tanto radical, al reemplazar el uso de cables de cobre por la utilización de sistemas de comunicación dedicados.

Esta última acotación, al parecer no amerita un mayor interés, puesto que a la fecha actual existen ambientes diversos y comunes en donde, la acción de ejecutar una secuencia de comandos o realizar un simple clic en un computador son reflejados como acciones físicas de accionamientos

mecánicos para ejecutar una tarea deseada, y sin la utilización de un cableado físico para transmitir la orden.

Estas tareas simples, como por ejemplo acciones tele comandadas, utilizan un cierto tiempo para su ejecución concreta. Tiempos evaluados en aproximadamente segundos o hasta minutos, que para la apreciación del ser humano no representan un mayor problema o inconveniente.

Sin embargo, en los sistemas eléctricos de potencia, los tiempos empleados en la ejecución de una protección eléctrica son prioritarios y del orden de los milisegundos. Pues se trata de que la orden de ejecución, de una tarea a ser realizada por un equipo de potencia, sea transmitida en el menor tiempo posible y que sea segura.

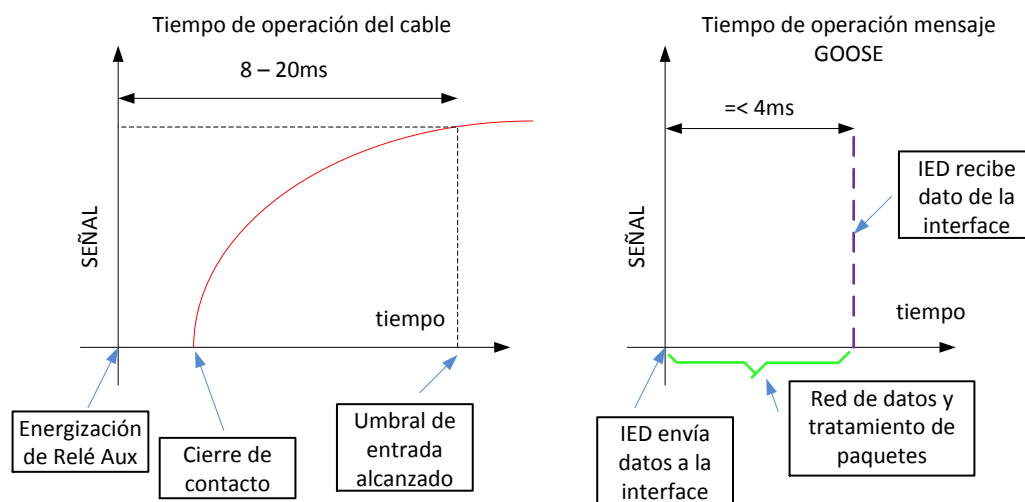


Figura 3.1 Tiempo de actuación cable vs mensajes GOOSE [30]

Con esto y con la utilización de equipos de potencia adecuados, se consigue el despeje de una falla, que involucra, en la mayoría de las ocasiones, elevados niveles de energía, con sus respectivas consecuencias perjudiciales para la red eléctrica y sus equipos, por el tiempo en que se mantenga dicha condición de falla.



La Figura 3.1, representa los tiempos registrados, a nivel de laboratorio, para el traspaso de una señal de mando, con la utilización de cables comunes de cobre y comunicación por mensajes GOOSE, configurados en una red de comunicación. Los tiempos que se muestran en esta figura, aparentemente reflejan una ventaja por parte de los mensajes de comunicación, pero que sin embargo está sujeta a tiempos de procesamiento y ocupación de los canales de comunicación.

En tal sentido, la concepción de diseño y construcción de una red de comunicación para una subestación eléctrica cobra una mayor importancia, pues debe asegurar que los mensajes que son críticos sean transmitidos adecuadamente.

Así mismo, el personal técnico requiere de una actualización de sus conocimientos, pues el comisionamiento de una subestación, que ha sido diseñada bajo el estándar IEC61850, requiere más que un voltímetro o maleta de inyección de señales, para cumplir con la verificación del accionamiento de las protecciones configuradas.

Es así que, los puntos que se exponen a continuación tratan de condensar los análisis del estudio investigativo para permitir seleccionar la tecnología más adecuada para dar aplicación directa a una necesidad de la EERSSA, así como mostrar diferentes considerandos o propuestas para actualizar la red de comunicaciones de la subestación Cumbaratza.

Estas recomendaciones y conclusiones, han sido respaldadas por diversas pruebas realizadas en un ambiente de laboratorio facilitado por la EERSSA, en la cual se pudo verificar las dudas planteadas al inicio del estudio.

Se inicia con una revisión de los requerimientos técnicos en cuanto a los IEDs que serán adquiridos por la EERSSA, seguido de un resumen de las configuraciones necesarias para preparar la puesta en operación de los equipos, exponiendo diferentes topologías de red que pueden ser replicadas



en la subestación. Y finalmente se presentan los resultados de pruebas de laboratorio, que ayudan a la verificación del planteamiento realizado.

3.1 Requerimientos protecciones eléctricas subestación Cumbaratza

La Subestación Cumbaratza, cómo se menciona en el Capítulo 1, posee relés micro-procesados para coordinar las protecciones eléctricas de esta instalación. Los elementos electrónicos de protección son de la marca ABB, y poseen las siguientes características generales:

Es un relé de sobre corriente y de falla a tierra combinado SPAJ 140 C y SPAA 341 C2 para la protección de cortocircuito y de falta a tierra en líneas radiales en sistemas eléctricos puestos a tierra sin resistencia, a través de una resistencia o a través de una impedancia.

El relé de protección integrado incluye una unidad de sobre corriente y una unidad de falta a tierra con dispositivos de disparo flexible y señalización. Los relés de sobre corriente y de falla a tierra pueden emplearse también para otras aplicaciones en que se requiera protección de sobre corriente monofásica, de dos fases o trifásica. El relé de sobre corriente y de falla a tierra combinado incluye una unidad de protección contra fallo del interruptor automático.⁴³

Los relés electrónicos de protección que posee la subestación Cumbaratza, disponen de un puerto de comunicación serial, mediante el cual se puede gestionar los ajustes de protecciones a través de la conexión a un computador y por la misma interface, pero no simultáneamente, permite reportar a una Unidad Terminal Remota que a su vez admite el escalamiento de la información a un sistema SCADA.

⁴³ “ABB SPAJ 140 C - Control y protección de líneas (Protección y control de distribución)”. [En línea]. Disponible en: <http://www.abb.com/product/db0003db004281/c12573990068e57cc1256eb6002c1429.aspx>. [Accedido: 04-abr-2015].

El reporte de información se lo efectúa a través del protocolo de comunicación SPABUS, propietario del fabricante ABB.

Esta tecnología de protección y comunicación propietaria de los relés marca ABB, funciona desde el año 1985, con un soporte parcial a la presente fecha. Los relés de protección en los modelos SPAJ 140C y SPAA 341 C2 (Figura 3.2), que permiten la actuación de elementos de interrupción en la subestación Cumbaratza, actualmente se encuentran funcionando con normalidad y brindando la función para la cual fueron concebidos.

Sin embargo poseen limitaciones en cuanto a la versatilidad, flexibilidad, ajustes finos, comunicaciones y reportes; que ante las exigencias actuales, restringen la implementación de funciones de protección adicionales y el traspaso de información detallada, para cumplir con necesidades de reportaje a sistemas SCADA, y análisis de Ingeniería.



Figura 3.2 Relés de Protección ABB, modelos SPAJ 140C y SPAA 341 C2⁴⁴

3.1.1 Modernización de la SE Cumbaratza

Cómo se menciona en el Capítulo 1, la subestación Cumbaratza posee un cierto grado de automatización, pues actualmente se encuentra integrada al sistema SCADA que dispone la EERSSSA, mediante el software *Power Link Advantage (PLA)* de General Electric, y la concentración de información reportada por los relés de protección y los módulos de medición analógica, hacia una Unidad Terminal Remota, de la marca *General Electric GE*,

⁴⁴ “ABB SPAA 341 C - Control y protección de líneas (Protección y control de distribución)”. [En línea]. Disponible en: <http://www.abb.com/product/db0003db004281/c12573e700330419c12569030020f394.aspx>. [Accedido: 04-abr-2015].



modelo D20, que hace a manera de concentrador de datos y convertidor de protocolos, para luego reportar al sistema PLA.

La administración de la EERSSA, se planteó en un inicio el cambio de los relés de protección, incorporando adicionalmente protección de barra de media tensión.

Si bien lo ideal para lograr una modernización de mayor alcance, se debería haber apuntado hacia la migración completa a una nueva tecnología como el estándar IEC 61850, los precios de implementación superaban los presupuestos planificados y que se podrían disponer para una acción con estos alcances. Un presupuesto referencial de las opciones planteadas se muestra en el punto 3.6.

Ante las limitaciones presupuestarias y económicas, se planteó optar por una tecnología mixta que permita implementar una protección de barra, adicionando la versatilidad y funcionalidad de nuevos y modernos IEDs.

Para ello se propuso la hipótesis de trabajar con protocolos de comunicación mixtos para intentar mantener la tecnología de RTU y SCADA que dispone la EERSSA y que es de reciente adquisición, año 2009, y aún debería permanecer en funcionamiento hasta plantear una modernización de todo el sistema SCADA.

La hipótesis planteada debería permitir incorporarse a una modernización a mediano plazo, y que en este caso se convertiría en una migración progresiva conforme se disponga de recursos económicos.

3.1.2 Protección de barra en media tensión SE Cumbaratza

Una de las protecciones eléctrica no disponible en el actual sistema de la subestación Cumbaratza, es la protección de barra. Funciones como registros de eventos temporizados, oscilografías, baja frecuencia, ajustes de protección para curvas ANSI, IEC, de usuario, etc., pueden ser incorporadas

con el cambio de relés por IEDs de moderna tecnología. Para incorporar la protección de barra tradicional se puede optar por varias alternativas, entre las cuales se puede mencionar las siguientes:

Para una barra simple, en subestación de distribución.

- Incorporar un relé de protección de barra, más la incorporación de TCs adicionales para la toma de señales de corriente de las cinco posiciones en media tensión. Como se muestra en la Una imagen representativa se muestra en la Figura 3.3, se debe incorporar un nuevo circuito de control, para tomar señales de nuevos TCs y habilitar nuevo IED de protección.

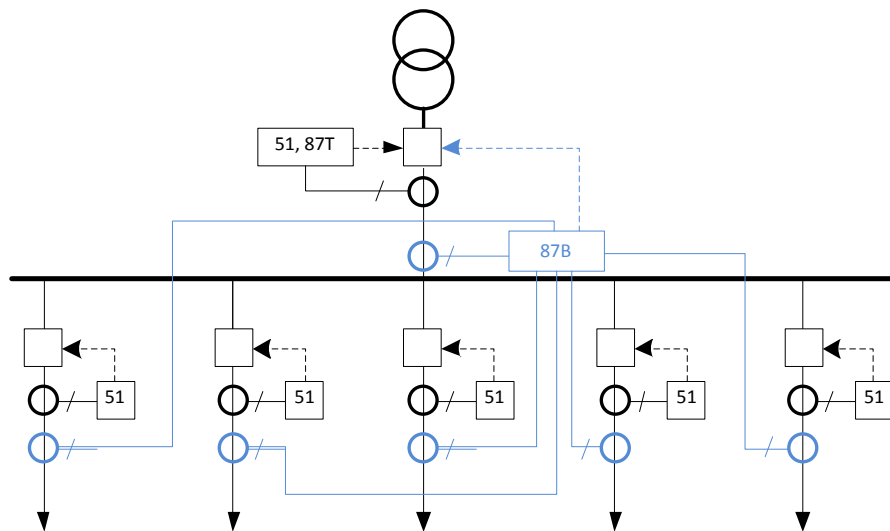


Figura 3.3 Protección Barra Simple, Incorporación nuevo IED + TCs

- Implementar un control, mediante un esquema de interbloqueo, mediante cableado físico entre los relés de protección que conforman las posiciones de media tensión en la subestación Cumbaratza, tal como se muestra en la Figura 3.4.

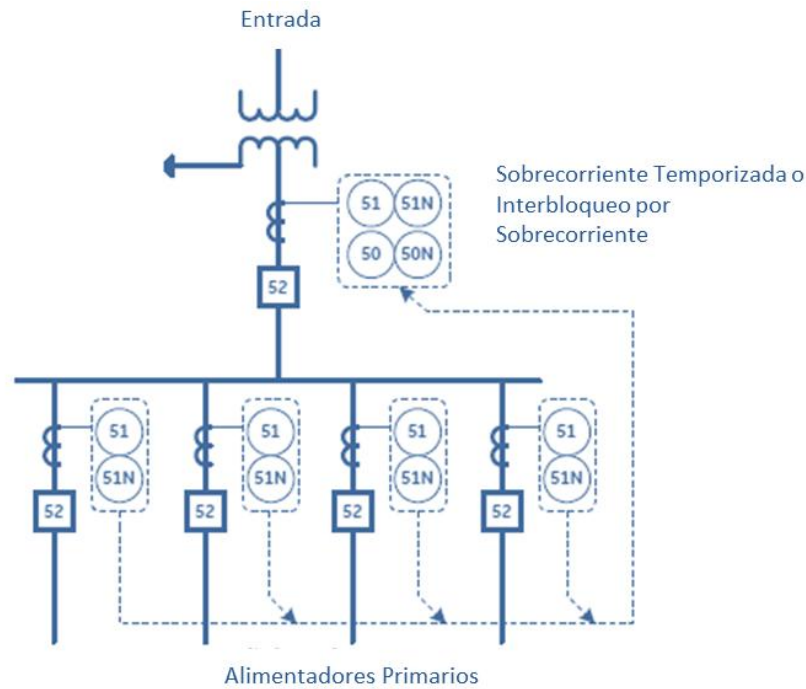


Figura 3.4 Esquema Interbloqueo, Protección de barra [26]

- Un esquema de selectividad lógica mediante procesos de comunicación entre IEDs, en donde se consigan tiempos de transmisión menores a 8ms. Para esta metodología se puede utilizar el protocolo GOOSE del estándar IEC61850.

3.2 Requerimientos de hardware y software de IEDs

Para los sistemas de control y protección modernos, se requiere una comunicación de alta velocidad, para satisfacer las necesidades de transferencia de datos con una gran celeridad.

Las comunicaciones de alta velocidad son utilizadas para mejorar los señalamientos de protecciones eléctricas, con el objetivo de mejorar el rendimiento de respuesta en el tiempo para los mensajes de mando entre dos IEDs, tanto en transmisión como en recepción, manejando tiempos de menos de 3ms; ya que estos requerimientos son exigidos en el estándar IEC61850.



Trabajar con IEDs, con capacidades de manejar una transmisión de datos con gran rapidez, permite manejar un mayor volumen de información respecto a parámetros eléctricos, mejoramiento en procedimientos de operación y mantenimiento, y consiente el uso configuraciones adaptativas en los sistemas de protección y control de las subestaciones eléctricas.

En tal sentido se debe buscar equipamiento que permita trabajar con las recomendaciones del estándar IEC61850, pero que además represente una ventaja operativa y de mantenimiento para la EERSSA por lo que se deben tomar en cuenta aspectos tales como:

- *Modularidad del equipo de protección.*- Arreglo físico con módulos o tarjetas tipo enchufables, enlazadas por un bus común de alta velocidad (mayor o igual a 80Mbytes/s), facilidad para el cambio de tarjetas por mantenimiento, sin que se reemplace todo el equipo IED.
- *Software modular.*- Tanto el hardware cómo el software deben brindar ventajas, la ingeniería del software debe permitir la Programación y Diseño orientado a Objetos, manejando objetos y clases, con ello se pueden crear clases y objetos de protección tal como Sobre corriente Temporizada (TOC), bajo voltaje, baja frecuencia, etc. Así mismo se debe permitir escalabilidad y flexibilidad en cuanto al número de objetos a manejar para que las funciones también sean escalables.
- *Escalabilidad y flexibilidad.*- Las modificaciones en el hardware deben permitir flexibilidad respecto al número de entradas/salidas (I/O) según requerimientos especiales.
- *Actualización y mejoramiento.*- La ventaja modular permitiría ejecutar actualizaciones y/o mejoramientos del IED, sin reemplazarlo por completo; permitiendo actualizar comunicaciones o capacidad de procesamiento del CPU, incorporando entradas y/o salidas, mejorando interfaces de HMI, etc.

En el mercado actual, existen algunos fabricantes que pueden ofrecer equipos de protección IEDs, con las características descritas anteriormente.

Uno de estos, es el fabricante *General Electric*, que ha sido recomendado por el hecho de que la EERSSA ya ha venido trabajando con suministros de este industrial, para el caso de RTUs y el software de su sistema SCADA.

Una particularidad importante que se puede incorporar en este tipo de equipos, es que con la tecnología actual se permite elegir IEDs con capacidades de comunicación mejoradas, encontrándose la opción de poder equipar a los dispositivos de un CPU con tres interfaces de comunicación tipo Ethernet.

Permitiendo asignación de direcciones IP independientes, simultaneidad en el manejo de protocolos, diferentes medios físicos (10/100FX, 10/100TX), y selección a requerimiento del usuario para la habilitación del protocolo GOOSE del estándar IEC61850; evitando consigo intercalar un accesorio adicional para la configuración y/o habilitación de una red redundante.

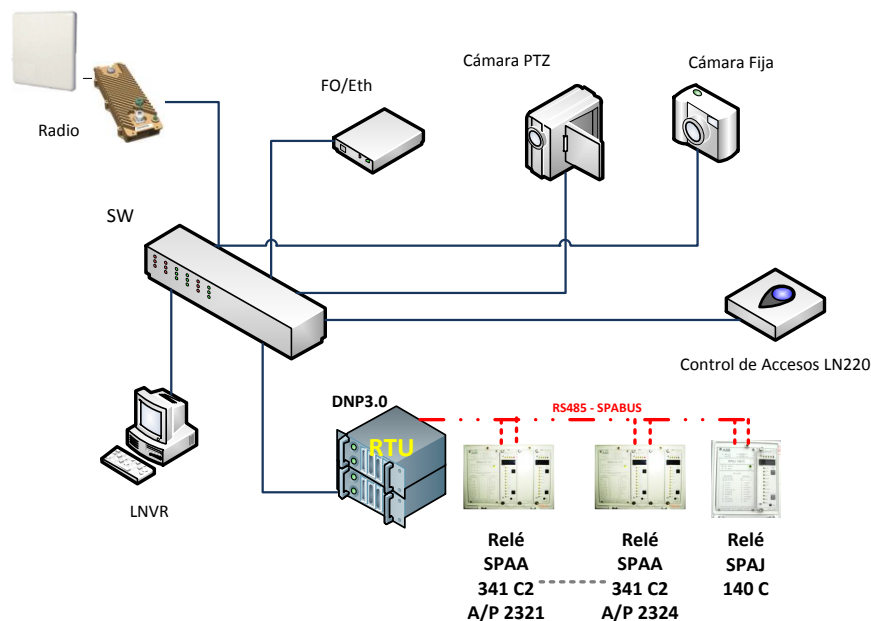


Figura 3.5 Topología de red SE Cumbaratza, Fuente: EERSSA

3.3 Planteamiento de la arquitectura de red de comunicaciones de la SE Cumbaratza

Según lo expuesto en el punto anterior, las capacidades de los IEDs de la marca GE, permiten plantear alternativas en la arquitectura de la red de

comunicación de área local a nivel de la subestación de Cumbaratza. La red actual de la EERSSA se muestra en la una imagen representativa se muestra en la Figura 3.5.

La red existente se encuentra conformada por un solo SWITCH marca GARRETTCOM, modelo DYMEC, no administrable, de 16 puertos 10/100BaseTx. Los equipos de video vigilancia como grabador (LNVR), cámara móvil y fija, control de accesos y RTU son conectados al SWITCH.

Aquí mismo se encuentra enlazados un radio y convertidor de medios fibra óptica (FO) / Ethernet-Cobre (Eth-Cu). Los relés de protección forman una red RS485 y se conectan a un puerto RS485 de la RTU, para reportar a través del protocolo SPABUS.

Cómo parte inicial de la modernización de la Subestación Cumbaratza, el cambio de IEDs de protección requiere plantear una topología de red que permita reportar datos al sistema SCADA existente y a su vez implementar la protección mediante el uso del protocolo GOOSE, asegurando una mayor confiabilidad de la red.

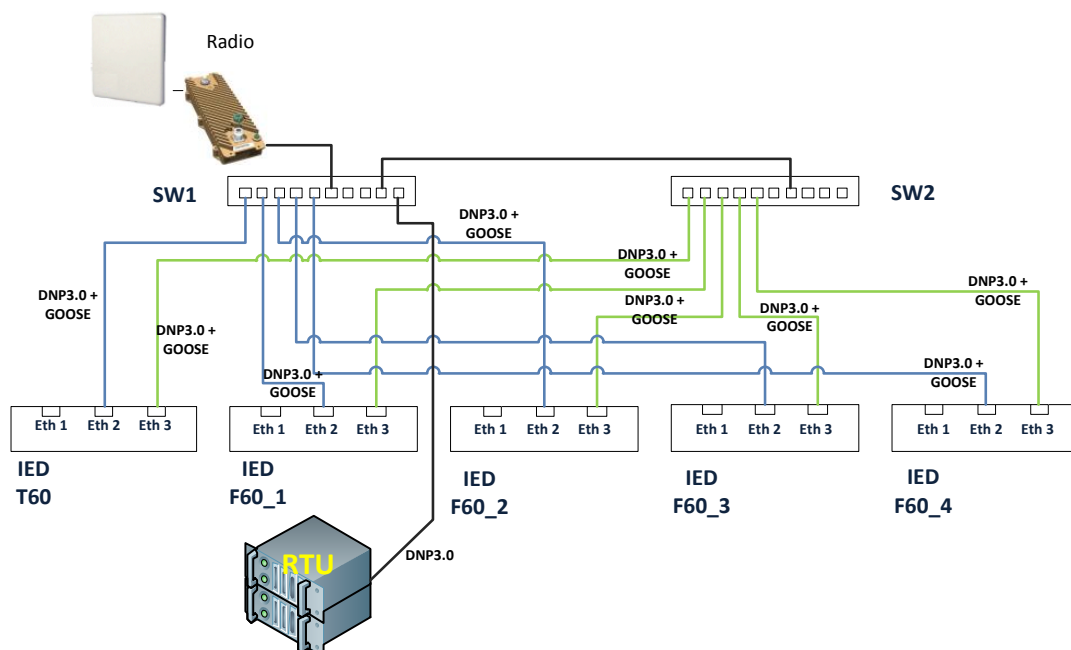


Figura 3.6 Topología redundancia simple de red SE Cumbaratza. Fuente: Autor

En vista de que la EERSSA, no dispone del equipamiento completo para iniciar con este cambio de IEDs, mediante este proyecto se pretende recomendar una topología de red que permita una modernización funcional.

La imagen representativa que se muestra en la Figura 3.6, puede ser tomada como recomendación resultante del estudio, y presenta una topología de red redundante simple. Para ello utiliza la capacidad de los IEDs, al disponer dos puertos Ethernet con función *failover*, es decir que los puertos número 2 y 3 actúan en redundancia simple, permitiendo que el puerto 3 mantiene la dirección MAC, la dirección IP y la máscara configurada en el puerto 2, las configuraciones del puerto 3 son ocultas.

El puerto 3 se mantiene en *standby*, no ejecuta actividad de comunicación pero mantiene una supervisión del enlace con el switch. Si el puerto 2 detecta un problema con el enlace, la comunicación es conmutada al puerto 3 dejando al puerto 2 como un respaldo. Una vez que el puerto 2 ha detectado un buen enlace entre sí mismo y el switch, y se ha verificado por 5 minutos, la conmutación es realizada nuevamente al puerto 2. Los tiempos de conmutación son reducidos para que el IED siga operando en la red.

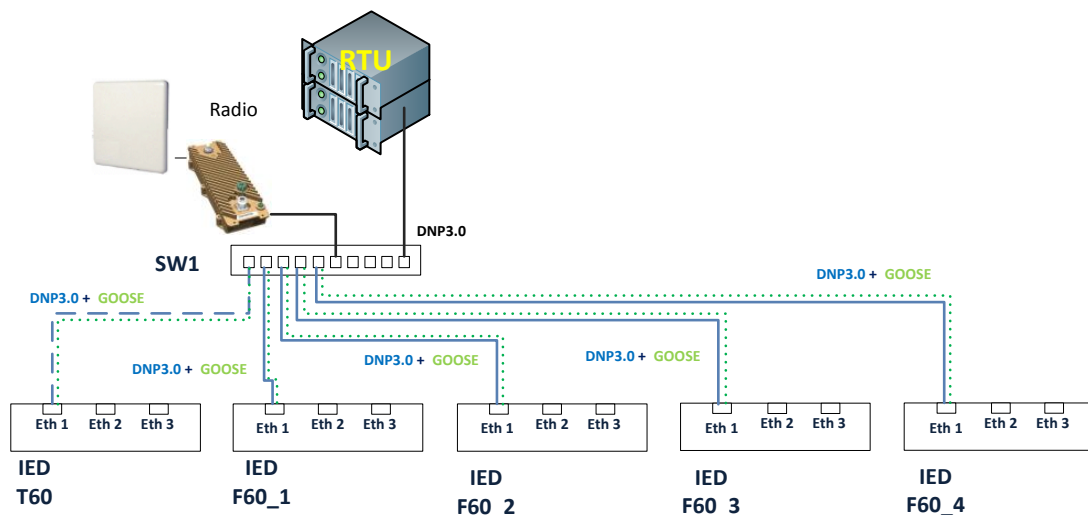


Figura 3.7 Topología aplicable en la red SE Cumbaratza. Fuente: Autor



Otra alternativa y que permite utilizar el switch existente en la subestación, es la topología mostrada en la Figura 3.7, que pretende aprovechar la capacidad de las unidades centrales de procesamiento (CPUs) que poseen los modernos IEDs de protección, para que permita trabajar con dos o más protocolos de comunicación a través de la misma interfaz y al mismo tiempo.

Con ello, se permite que los IEDs funcionaran manteniendo una comunicación horizontal entre ellos manejando el protocolo GOOSE, y a su vez se siga manteniendo la comunicación de reporte al sistema SCADA existente mediante el protocolo DNP3.0; en tal sentido se propone la topología funcional y aplicable en las condiciones actuales de la subestación Cumbaratza, que se muestra en la imagen de la Figura 3.7.

Esta arquitectura requiere ser complementada, con la habilitación de redes virtuales VLAN, las cuales pueden ser configuradas aprovechando la funcionalidad del protocolo GOOSE para colocar una etiqueta y prioridad a los mensajes que son emitidos por los IED de protección.

La configuración sugerida puede ajustarse de la siguiente manera:

- Configurar el switch, para habilitar el manejo de VLANs por etiqueta o tag.
- Crear una VLAN, con el numero 2 (id=2) y el nombre GOOSE (*vlan name=goose*).
- Ajustar la configuración de los puertos del switch, en los cuales estén conectados los IED de protección, para que sean agregados a la VLAN 2.
- Ajustar nuevamente la configuración de los puertos del switch, en los cuales estén conectados los IED de protección, para que también sean agregados a la VLAN 1, que es manejada por defecto en el switch.
- Configurar los IEDs de protección, para que los mensajes generados bajo el protocolo GOOSE, utilicen la etiqueta de la VLAN 2, y la prioridad 4.

- El número de IEDs de protección que se disponga en la subestación, será el mismo número de puertos configurados en el switch, para que trabajen en las VLAN 1 y VLAN 2.
- El id de la VLAN por default, que maneje los puertos de los IED, deberá ser id=1, con la cual serán etiquetados los paquetes no etiquetados que llegues a los puertos en donde están conectados los IED. Con ello se permitirá ejecutar tareas de reportearía a la RTU y de administración de protecciones.
- La creación de la VLAN 2 para GOOSE, permitirá además, que los mensaje GOSSE que se emitan, sean encaminados únicamente entre los equipos que estén etiquetados con el id=2. Esto evitará que los paquetes a nivel de capa 2, como los GOOSE, se mantengan en el ambiente de red local de la subestación Cumbaratza y no causen ocupación de recursos para el switch.

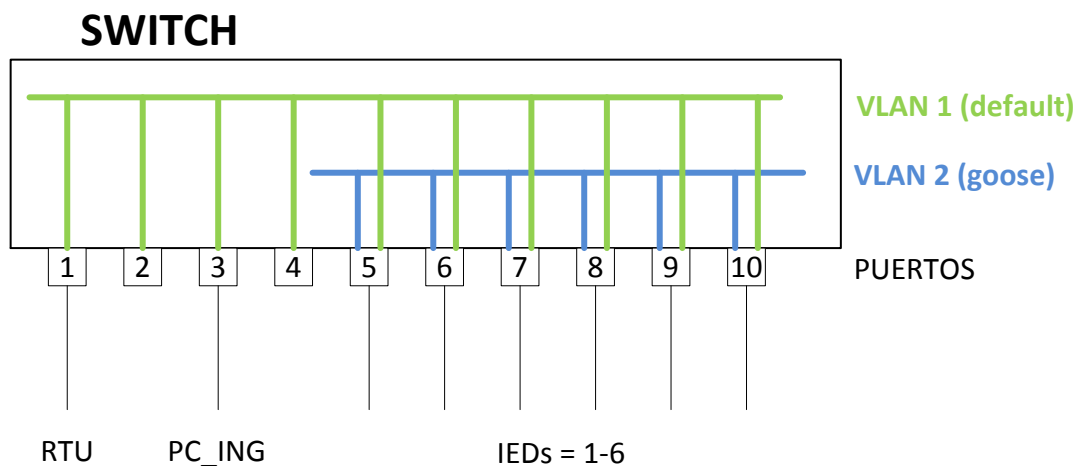


Figura 3.8 Configuración VLAN red local de Cumbaratza. Fuente: Autor

La Figura 3.8 consiste en una representación esquemática de la VLANs que son aplicables crear en la red de la subestación Cumbaratza, para mantener la operación de la RTU, video vigilancia e incorporar el nuevo tráfico generado por los mensajes GOOSE.

El protocolo GOOSE, que se utiliza en el estándar IEC61850, básicamente se transmite a nivel de la capa de transporte (capa 2 del modelo OSI), utilizando el tipo de comunicación *publicador suscriptor*, cuyo tráfico se caracteriza por no permitir ser encaminado (enrutable) por un equipo activo como el router (encaminador).

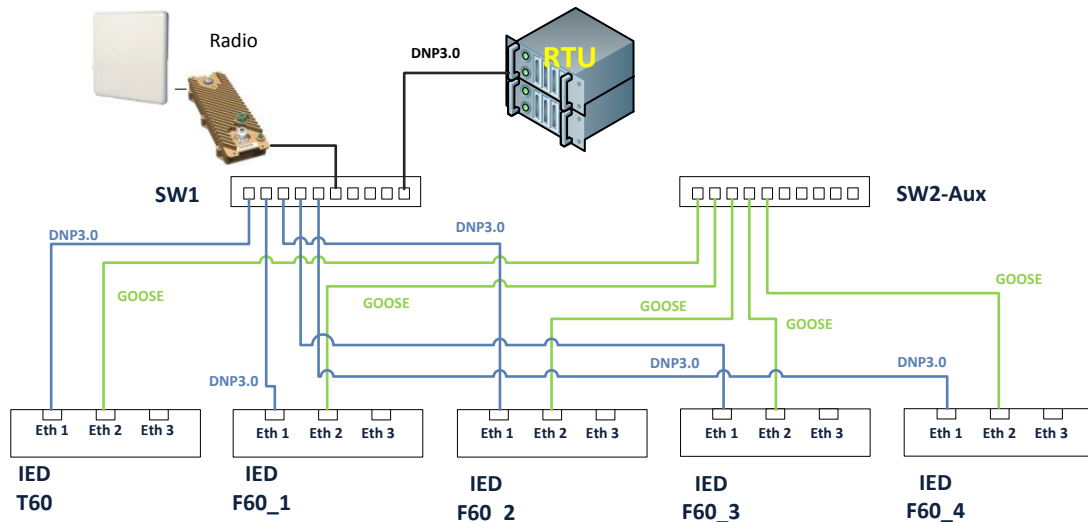


Figura 3.9 Topología, con switch auxiliar, aplicable en la red SE Cumbaratza. Fuente: Autor

En caso de que se dificulte la creación de VLAN, debido al tipo de administración que se mantiene actualmente para la red, pues no se cuenta con segmentación de dominios de broadcast, no se concibe la separación de redes por VLAN solamente por direccionamiento IP, y tampoco se dispone de equipos de conmutación en la red de accesos.

El presente proyecto también recomienda se considere la utilización de un segundo switch auxiliar, a fin de crear una red local exclusivamente para la comunicación horizontal entre IEDs, según la Figura 3.9, esto permitirá limitar que el tráfico, tipo GOOSE, salga fuera de la red local de la subestación Cumbaratza.



De esta manera se puede deshabilitar la transmisión de paquetes GOOSE en el puerto 1 de los IEDs, por no ser necesario, y la comunicación horizontal se la efectuaría directamente entre IEDs por cable de fibra óptica a través de otro switch y utilizando un segundo puerto disponible en los dispositivos electrónicos de protección.

3.4 Lógica de protección con protocolo GOOSE

Las protecciones que pueden agregarse al sistema de protecciones eléctricas de la subestación Cumbaratza, tales como disparo por baja frecuencia (81)⁴⁵, Almacenamiento de Eventos y Oscilografías, con registro de tiempo, Sobre Corriente Direccional (67)⁴⁶, Carga Fría, son funciones que pueden habilitarse directamente en los IEDs F60 y T60 de la marca GE a ser utilizados en la subestación de la EERSSA.

La filosofía de ajustes de protección no son contempladas en este proyecto de tesis, salvo las recomendaciones de implantarlas y dependerá de la ingeniería de protecciones de la EERSSA ajustar o no dichas funciones según la filosofía adoptada.

Una función de protección que no puede ser habilitada directamente en los IEDs de protección, es la protección de barra simple por selectividad lógica, en la que se puede utilizar los mensajes GOOSE y una infraestructura de red adecuada. La Figura 3.10 presenta un esquema con la lógica de protección recomendada para implementar una protección de barra simple a nivel de Media Tensión en la subestación Cumbaratza con la utilización del protocolo GOOSE (intercambio de mensajes) del estándar IEC61850.

⁴⁵ Función baja frecuencia, identificada por el número 81 en la norma ANSI.

⁴⁶ Función sobre corriente direccional, identificada por el número 67 en la norma ANSI.

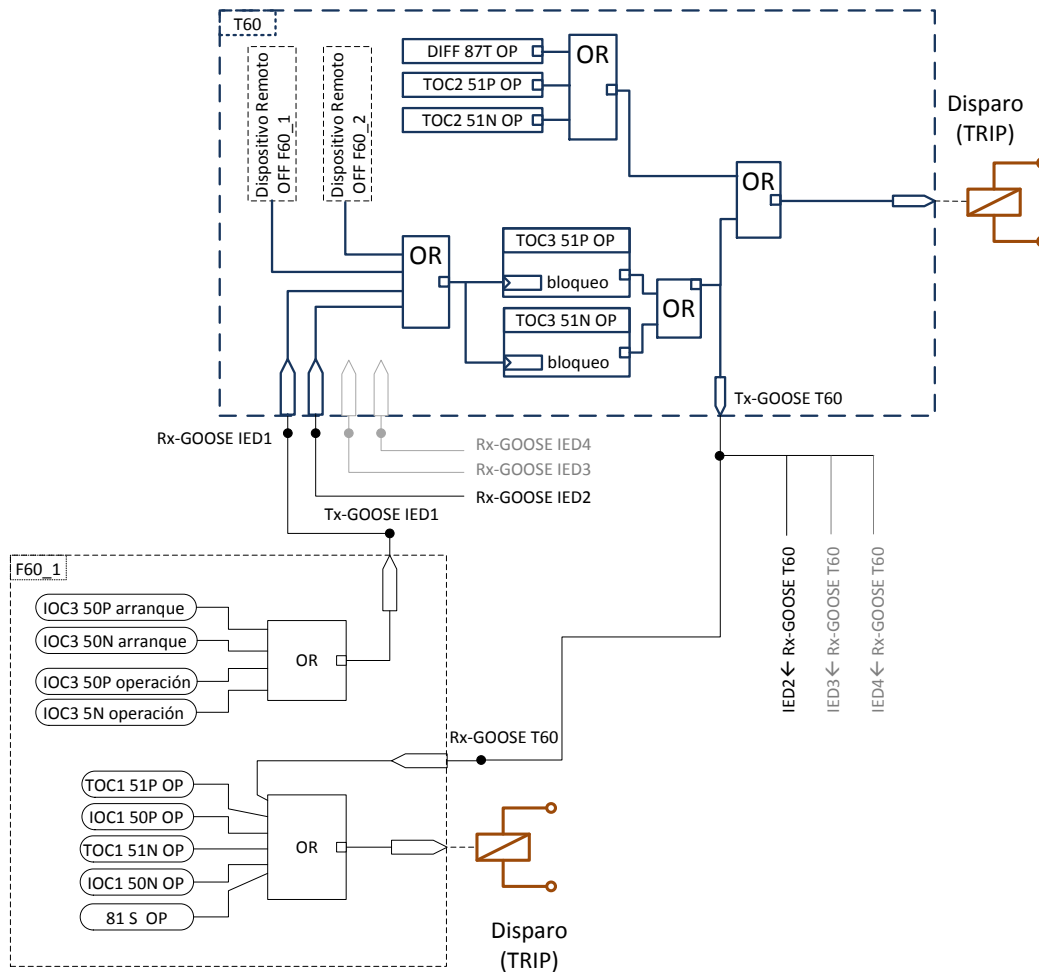


Figura 3.10 Diagrama Lógico Protección Barra Simple MT. Fuente: Autor

3.5 Consideraciones de implementación de protecciones con GOOSE.

Tras una exhaustiva revisión de documentación técnica, durante el desarrollo del presente proyecto de tesis y agregando las experiencias recogidas de las prácticas de laboratorio efectuadas, tales como la verificación de la transmisión de mensajes GOOSE, captura de tráfico de los protocolos configurados para establecer una comunicación SCADA y comunicación horizontal entre IEDs, verificación de funcionamiento de un esquema en selectividad lógica mediante mensajes GOOSE y las cuales se detallará su contenido en puntos más adelante; Se puede traer a colación ciertas consideraciones que se deben de tomar en cuenta al implantar un esquema con esta tecnología.



- Dependencia de las Telecomunicaciones.- Con el desarrollo de las tecnologías modernas, las telecomunicaciones o comunicaciones entre dispositivos electrónicos inteligentes IEDs toma un papel muy importante y crea una dependencia crucial al momento de diseñar, dimensionar, probar o implementar ciertas funciones, como es el caso de protecciones eléctricas entre dispositivos.

En tal sentido el diseño de las topologías de red, los equipos de networking que los componen, las configuraciones que se pueden ajustar, son acciones de ingeniería que no deben escapar al personal encargado de administrar las redes.

- El intercambio de mensajes a través del protocolo GOOSE, evidencia ventajas respecto a la reducción de equipamiento auxiliar y de control, eliminando puntos de falla en los sistemas de control que se pudieran implementar en subestaciones eléctricas.
- La utilización de esquemas de selectividad lógica, para protecciones eléctricas mediante mensajería GOOSE, permite evidenciar la necesidad de utilizar una lógica lo suficientemente flexible, para tratar de abarcar considerandos importantes en dichos esquemas.

Estos pueden ser la falla de uno o varios de los IEDs que componen la red, la pérdida de comunicación en los IEDs conectados a la LAN, transmisión de valores analógicos mediante mensajes GOOSE para la toma de decisiones respecto a la aplicación de un esquema de selectividad lógica, topología de red entre subestaciones.

- Se profundiza y cobra mayor importancia, el trabajo de personal de ingeniería de comunicaciones y protecciones, para reforzar y afinar los esquemas de control lógico que permitan tomar en cuenta la redundancia en comunicaciones, implementación de redes virtuales, habilitación de la calidad de servicio en la red local y funciones de

alerta que eviten el cambio de estado ante la falla de comunicaciones o falla de dispositivos físicos.

3.6 Presupuesto en equipos

La Tabla 3.1 presenta un listado referencial de costos de equipamiento para los posibles escenarios, por los cuales la EERSSA podría adoptar para implementar una modernización en la Subestación Cumbaratza, la forma parte de un sistema de distribución en donde la mayoría de la carga, según información proporcionada por la EERSSA, corresponde a usuarios residenciales. En términos generales la selección apunta a la estrategia más económica, pero que sin embargo permita seguir avanzando en un proceso de modernización, que debe seguir impulsando a fin de mejorar la confiabilidad en la operación de un sistema eléctrico de distribución.

Equipos	Valor USD	Automatización IEC61850	Nuevo IEDs + TCs	Nuevos IEDs + Cableado de Bloqueo	Nuevos IEDs + GOOSE	Funcionalidad Efectiva
		Alta	Alta	Media	Alta	
IED protección F60	\$ 9.000,00	4	4	4	4	
IED protección T60	\$ 11.500,00	1	1	1	1	
IED protección B90	\$ 14.000,00	0	1	0	0	
TCs protección	\$ 1.500,00	0	15	1	0	
Cableado de Cu	\$ 2.000,00	0	2,5	0,5	0	
Cableado de FO	\$ 2.200,00	2	1,1	1	1	
RTU IEC61850	\$ 60.000,00	1	0	0	0	
TPs ópticos	\$ 4.500,00	3	0	0	0	
TCs ópticos	\$ 5.000,00	15	0	0	0	
Switch	\$ 6.500,00	2	1	1	2	
Total USD:		215.400,0	94.922,5	59.700,5	64.700,0	

Tabla 3.1 Presupuesto referencial de costos de equipamiento

El presente proyecto recomienda iniciar una modernización en la subestación Cumbaratza, con el proceso de cambio de IEDs, incorporación de nuevos switches y la utilización de protocolos mixtos GOOSE y DNP3.0; puesto que con ello se permitirá seguir creciendo en el aspecto de



innovación y apegándose a una efectiva funcionalidad en cuanto a las funciones de protecciones eléctricas.

Se debe mencionar, que estos valores económicos son referenciales y no se toma en cuenta costos de mano de obra.

3.7 Pruebas de Laboratorio

Con la finalidad de poner en práctica las recomendaciones planteadas durante el desarrollo del presente estudio, se coordinó con el personal técnico de la EERSSA para conseguir un espacio adecuado, los equipos y materiales menores.

De tal manera que se facilitó tres IEDs de protección de la marca General Electric (GE), modelos F60 y T60, una RTU del modelo D20 de la marca General Electric (GE), un computador con licencia de SCADA PLA, un switch de comunicaciones; así también acceso a una maleta de pruebas de la marca MEGGER SMRT 4.10 para inyección de señales de voltaje y corriente. Un computador portable fue suministrado por el autor del presente proyecto, para funciones de monitoreo.

Las prácticas de laboratorio planteadas fueron orientadas a tratar de simular en mayor grado, las condiciones dispuestas en la subestación Cumbaratza, es así que se contó con la colaboración del personal ingeniería de la EERSSA para habilitar un equipo RTU de similares características con el que se cuenta en la estación, así como una licencia cargada en computador independiente, que permite simular al sistema SCADA que posee la EERSSA.

Las configuraciones del equipo RTU y del software SCADA PLA, son las habituales que se maneja en las subestaciones de la EERSSA, y cuyos detalles de ajustes se encuentran fuera del alcance del presente proyecto, puesto que fueron establecidas a fin de ejecutar las pruebas de laboratorio con el mayor alcance posible.



Uno de los objetivos planteados, fue el de poder utilizar protocolos mixtos en la comunicación de la subestación, en vista en que el sistema SCADA PLA de la EERSSA maneja cómo protocolo nativo únicamente al DNP3.0; y es aquel protocolo con el que el personal técnico de la EERSSA se encuentra mayormente familiarizado.

Así mismo, para continuar con el grado de modernización de la subestación, se debe permitir manejar el protocolo GOOSE del estándar IEC61850, para permitir implementar la función de protección eléctrica de barra de 22kV en el sistema de Media Tensión de la subestación, y al mismo tiempo mantener el reporte de los nuevos IEDs a la RTU de la subestación, bajo el protocolo DNP3.0, para que a su vez sean reportados al SCADA PLA que se maneja en el Centro de Control.

Cabe aclarar que las pruebas de protocolos mixtos, fue orientada a la verificación de la hipótesis de permitir trabajar con dos protocolos a la vez; sin embargo la recomendación de la configuración lógica a ser implementada y enunciada en el punto 3.4, puede ser confirmada y/o aplicada por personal de la EERSSA en función de la filosofía de protecciones que maneja el personal de Ingeniería en Protecciones de la EERSSA.

3.7.1 Topología de red de telecomunicación para pruebas

Para permitir ejecutar pruebas a nivel de laboratorio, que contemplen la simulación de las funciones y configuraciones a ser implementadas en la subestación Cumbaratza, se ha elegido una topología de red que permite trabajar con tres de los IEDs, seleccionados por sus características de hardware requeridas, y por la configuración de protección eléctrica que se requiere en la subestación.

La Figura 3.11 permite apreciar la conformación de una red de comunicación LAN, entre los elementos para la prueba; que permitirá hacer las tareas de

ingeniería de protecciones, registro de datos SCADA, monitoreo de tráfico de protocolos mixtos, comunicación horizontal entre IEDs.

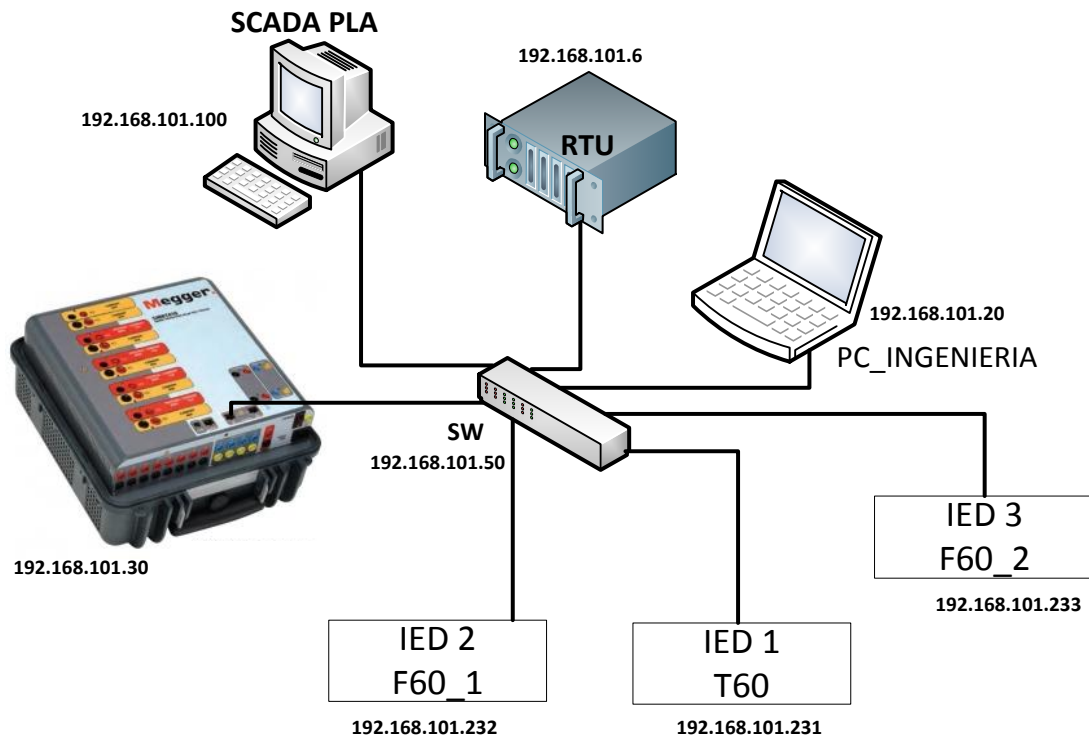


Figura 3.11 Topología de red utilizada para pruebas de laboratorio. Fuente: Autor

3.7.2 Configuración de protocolo GOOSE, habilitación reporte.

La definición de mensajería por el protocolo de comunicación GOOSE, se la detalló en el Capítulo II, y se debe recordar que en la Figura 2.12 se identifica que éste protocolo se mapea directamente sobre la capa 2 de un modelo OSI⁴⁷. Sin embargo, para la configuración respectiva, en los IEDs disponibles, se debe configurar una dirección IP.

Los IEDs de la marca GE, permiten disponer de tres interfaces de comunicación Ethernet, con direccionamiento IP independiente, y además permite habilitar el protocolo GOOSE en cada una de las tres interfaces de manera independiente, es decir elegir por cual puerto se requiere reportar mensajes GOOSE.

⁴⁷ OSI.- Sistema de interconexión abierto (Open System Interconnection)

Los IEDs disponibles en la EERSSA, son de la marca GE, los modelos T60 y F60, los cuales pueden ser configurados mediante el software propietario *URsetup*, Figura 3.12.

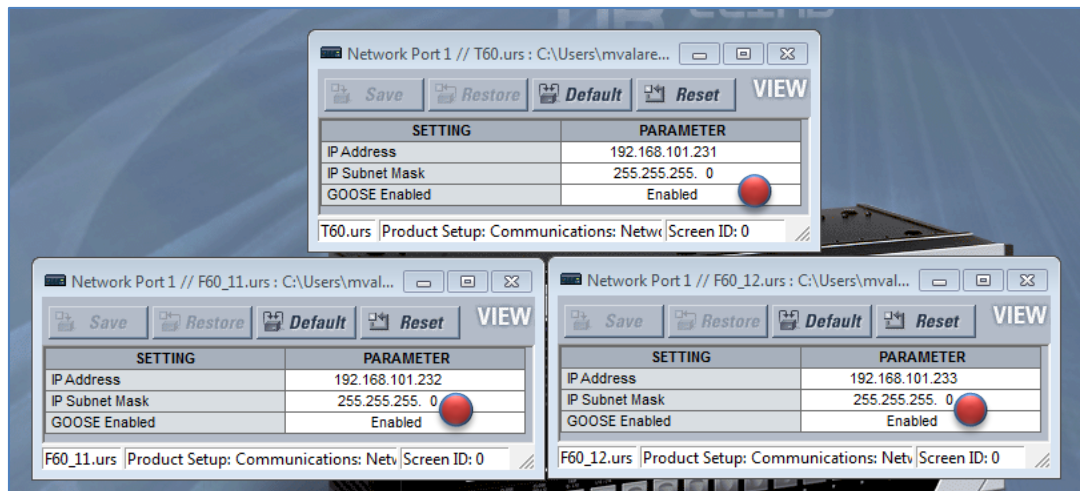


Figura 3.12 Configuración de interface de red, para reporte GOOSE. Fuente: Autor

3.7.3 Configuración de protocolo GOOSE, grupo de datos (Dataset)

Previo a la configuración de los dispositivos lógicos que permitirán albergar distintos nodos lógicos y el correspondiente intercambio de información, se debe configurar la identificación del IED que representa al Dispositivo Físico, además de configurar de manera optativa la función “*server scanning*” que permite monitorear el estado de los dispositivos lógicos. La Figura 3.13 muestra ajustes típicos en “*server configuration*”.

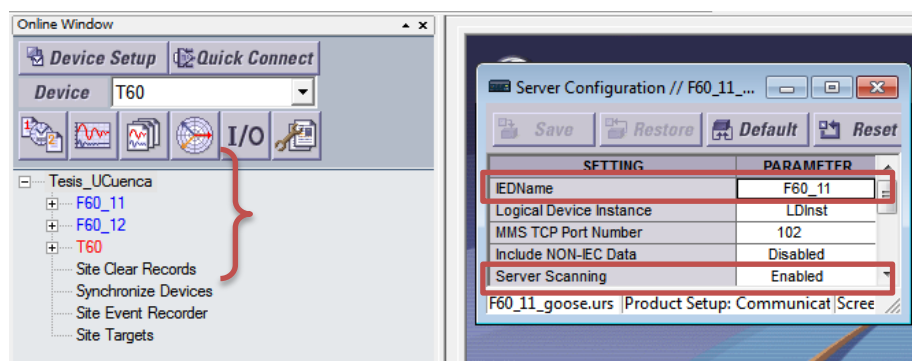


Figura 3.13 Configuración de interface de red, para reporte GOOSE. Fuente: Autor

Seguidamente la herramienta *URsetup* permite crear un espacio común de configuración simple de mensajes GOOSE entre IED (simplified GOOSE configuration); en este espacio de trabajo se define primeramente

parámetros en los bloques de transmisión por cada IED y para cada tipo de mensaje, que para el caso del *URsetup* están definidos los mensaje *Fixed GOOSE* (propio de la marca general electric), *Fast Conf. GOOSE*, *Fast Conf. GOOSE 2* y *Slow Conf. GOOSE*. Dichos ajustes se pueden apreciar en la Figura 3.14.

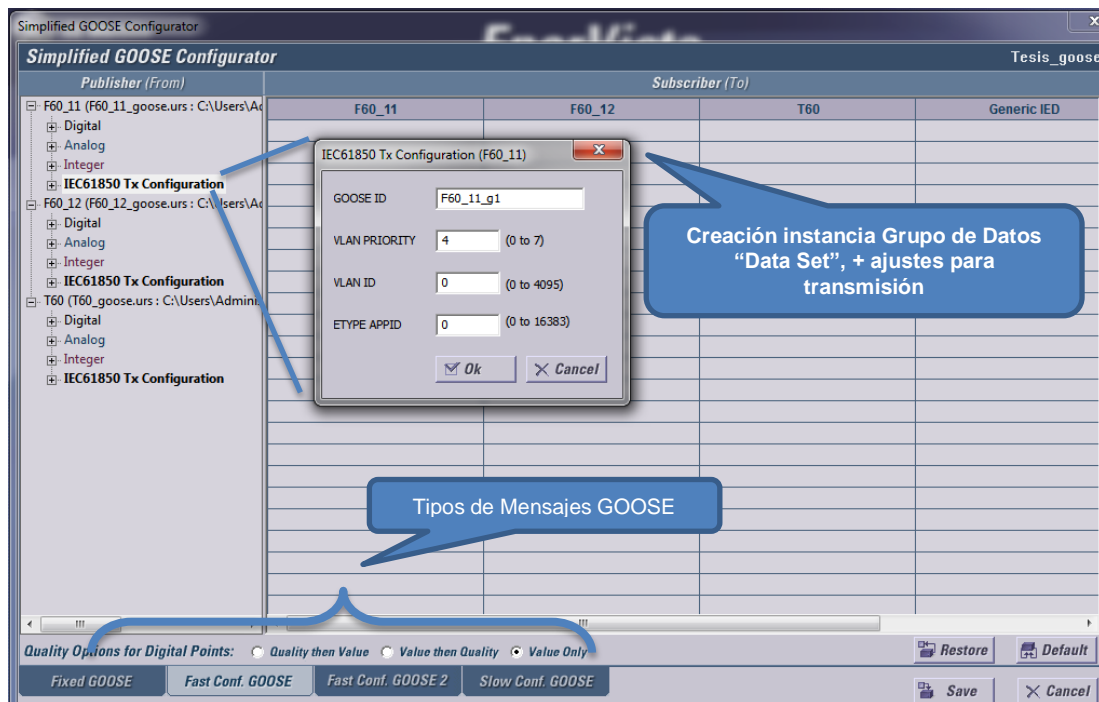


Figura 3.14 Configuración simplificada de mensajes GOOSE, dispositivos lógicos. Fuente: Autor

3.7.4 Configuración de protocolo GOOSE, Publicación - Suscripción.

Luego de crear los grupos de datos configurables mediante los TXGOOSE, por cada IED, y permitirán albergar distintos nodos lógicos que según su información permitirán intercambiar distintos tipos de mensajes, en la Figura 3.15 se aprecia la asignación de nodos lógicos a ser transmitidos por *peer to peer* o por *publicador-suscriptor*.

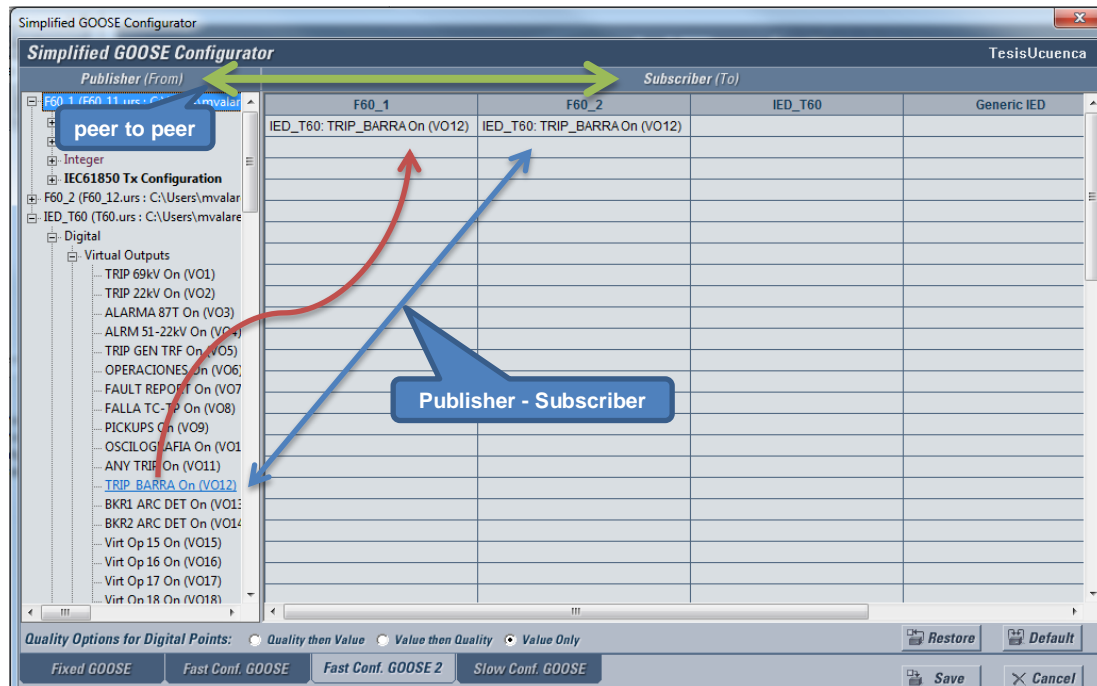


Figura 3.15 Configuración simplificada de mensajes GOOSE, publicación - suscripción.
Fuente: Autor

Para el caso de la práctica se utiliza mensajes tipo *Fast Conf. GOOSE*, que representan mensajes tipo 1 y 1A en los dispositivos UR, explicados en el punto 2.6.10.1. En la configuración de protección mediante mensajes GOOSE, la información del nodo lógico “TRIP_BARRA On” será publicada por el IED T60 hacia los suscriptores F60_1 y F60_2.

La información del nodo lógico “TRIP_BARRA On”, es recogida en una salida virtual “VO12” que ha sido creada por el usuario como a variable binaria (0 o 1) en la configuración interna del IED T60.

La salida VO12, según la lógica de protección de barra planteada por este estudio (punto 3.4), se activará para el caso de que exista una falla franca en barra de 22kV, así como las protecciones temporizadas que se encuentran ajustadas, sin embargo actuará más rápido debido a que las posiciones aguas abajo (1Q2, 1Q3, 1Q4, 1Q5 según Figura 1.14, los IEDs F60_1 y F60_2 según la práctica de laboratorio) no detectan ninguna sobre corriente, situación que será considerada como un permisivo para las protecciones de

carácter de tiempo definido actúen según sus ajustes. La Figura 3.16 representa la lógica de protección de barra mediante mensajes GOOSE, en la condición de una falla en barra.

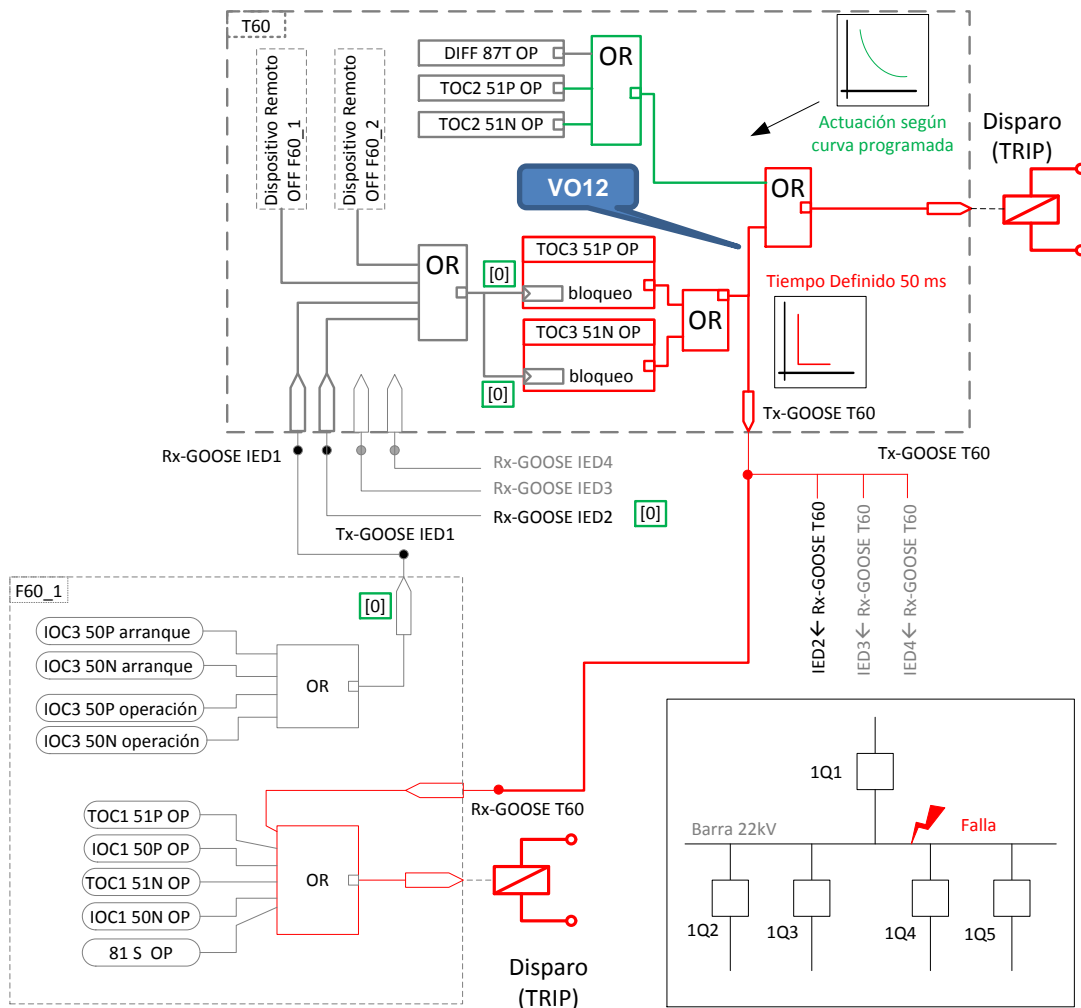


Figura 3.16 Lógica de actuación de protecciones, con falla en barra 22kV. Fuente: Autor

En la Figura 3.16 la función de protección de sobre corriente temporizada de fase 3 (TOC3) opera normalmente en su tiempo de 50ms, debido a que no es bloqueada por los mensajes GOOSE que son emitidos por las protecciones aguas abajo, en tal sentido ordenan el disparo de la posición general, y a su vez envían mensajes GOOSE a las posiciones aguas abajo para que también se abran.

Para el caso en que se detecte una falla en cualquier posición correspondiente a los alimentadores primarios (1Q2 – 1Q5), las funciones de

protección de sobre corriente ajustadas en todos las posiciones general y alimentadores deben coordinar adecuadamente, y en este caso las funciones que hacen la tarea de protección de barra en el IED T60 (TOC3 51P y TOC3 51N) deben bloquearse mediante mensajes GOOSE provenientes de las posiciones aguas abajo hacia la posición general.

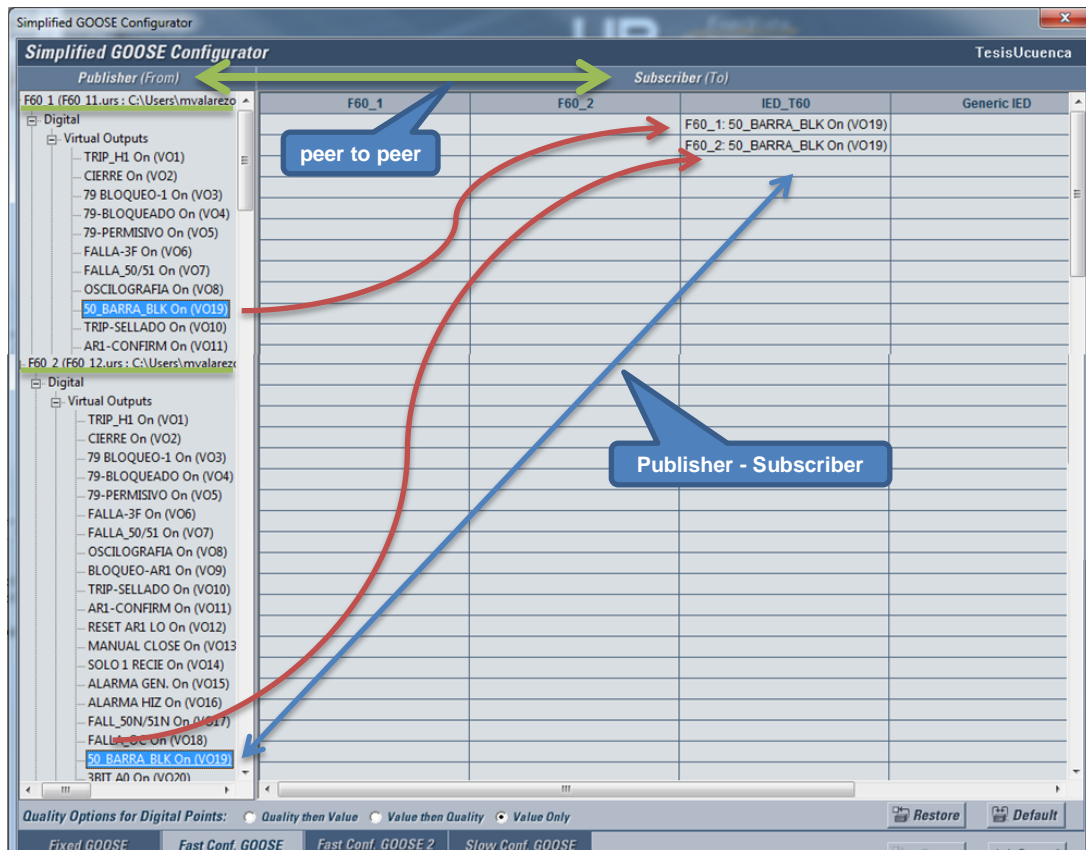


Figura 3.17 Publicación – suscripción, mensajes GOOSE hacia IED T60. Fuente: Autor

Para ello la variable que indique la detección de una sobre corriente en los alimentadores primarios debe ser transmitida mediante mensajes GOOSE, para lo cual es necesario la suscripción correspondiente como se muestra en la Figura 3.17, en donde la salida virtual binaria creada por usuario y denominada “50 BARRA BLK On” (VO19) es suscrita de parte de todas las demás posiciones aguas abajo (1Q2 – 1Q5 Figura 1.12, F60_1 y F60_2 según la práctica de laboratorio) hacia la posición general 1Q1 (T60).

Esta salida reflejará la activación de un uno (1) lógico en el momento de una detección de sobre corriente por el IED F60_1, y al ser transmitida mediante

mensajes GOOSE permitirá el bloqueo de la protección de barra (TOC3 en IED T60) y la coordinación de protecciones ajustadas actuarán de forma normal, tal como se muestra en la lógica de protección planteada según la Figura 3.18.

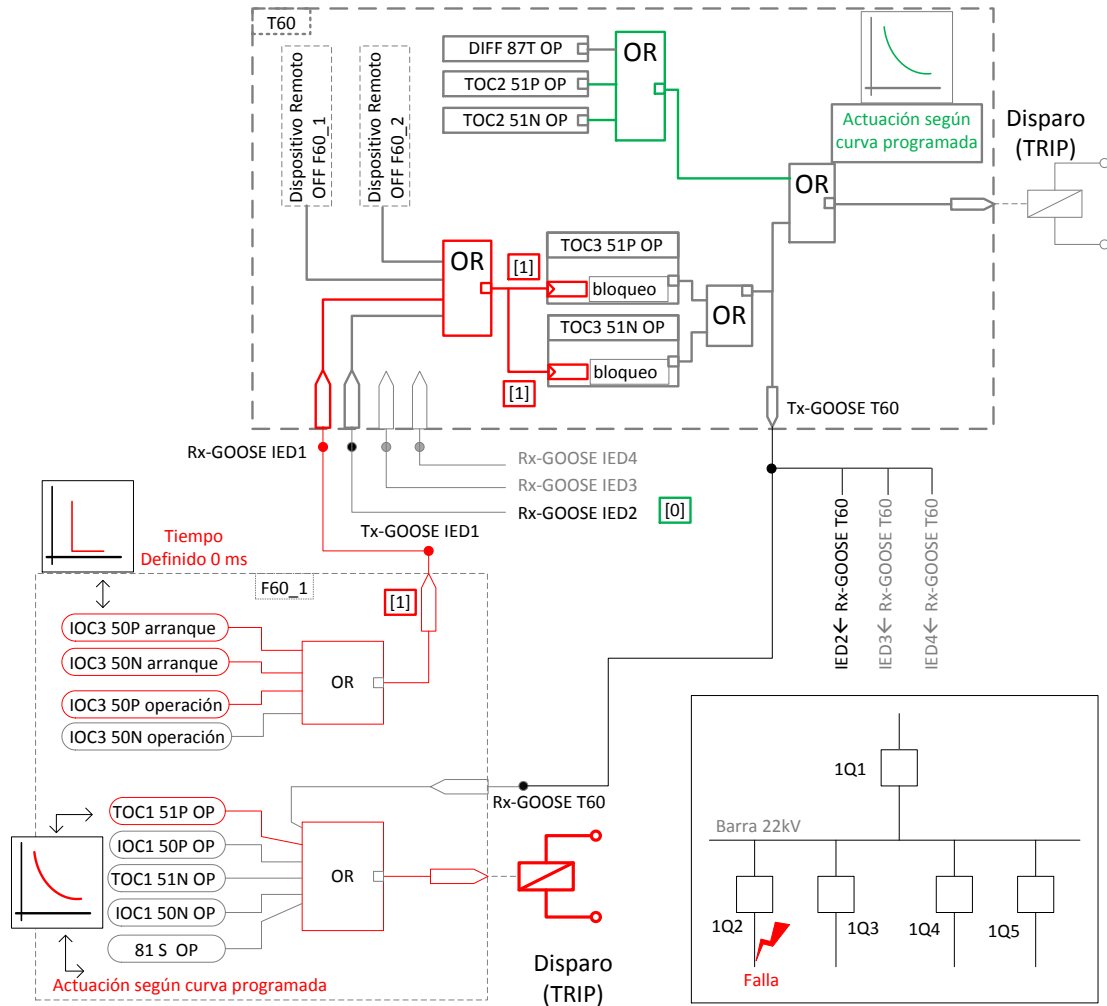


Figura 3.18 Lógica de actuación de protecciones, con falla en alimentador. Fuente: Autor

3.7.5 Verificación de traspaso de información por mensajes GOOSE

Con las configuraciones indicadas en los puntos anteriores, la comunicación por el protocolo GOOSE del estándar IEC61850, puede ser corroborada mediante la simulación de la actuación de IEDs de protección según la topología planteada en el punto 3.7.1. La maleta de prueba SMRT 4.10 provista por la EERSSA, permite inyectar señales de voltaje y corriente para simular las corrientes de falla que se pueden detectar en la red eléctrica de la subestación Cumbaratza, según el esquema presentado en la Figura 3.19.

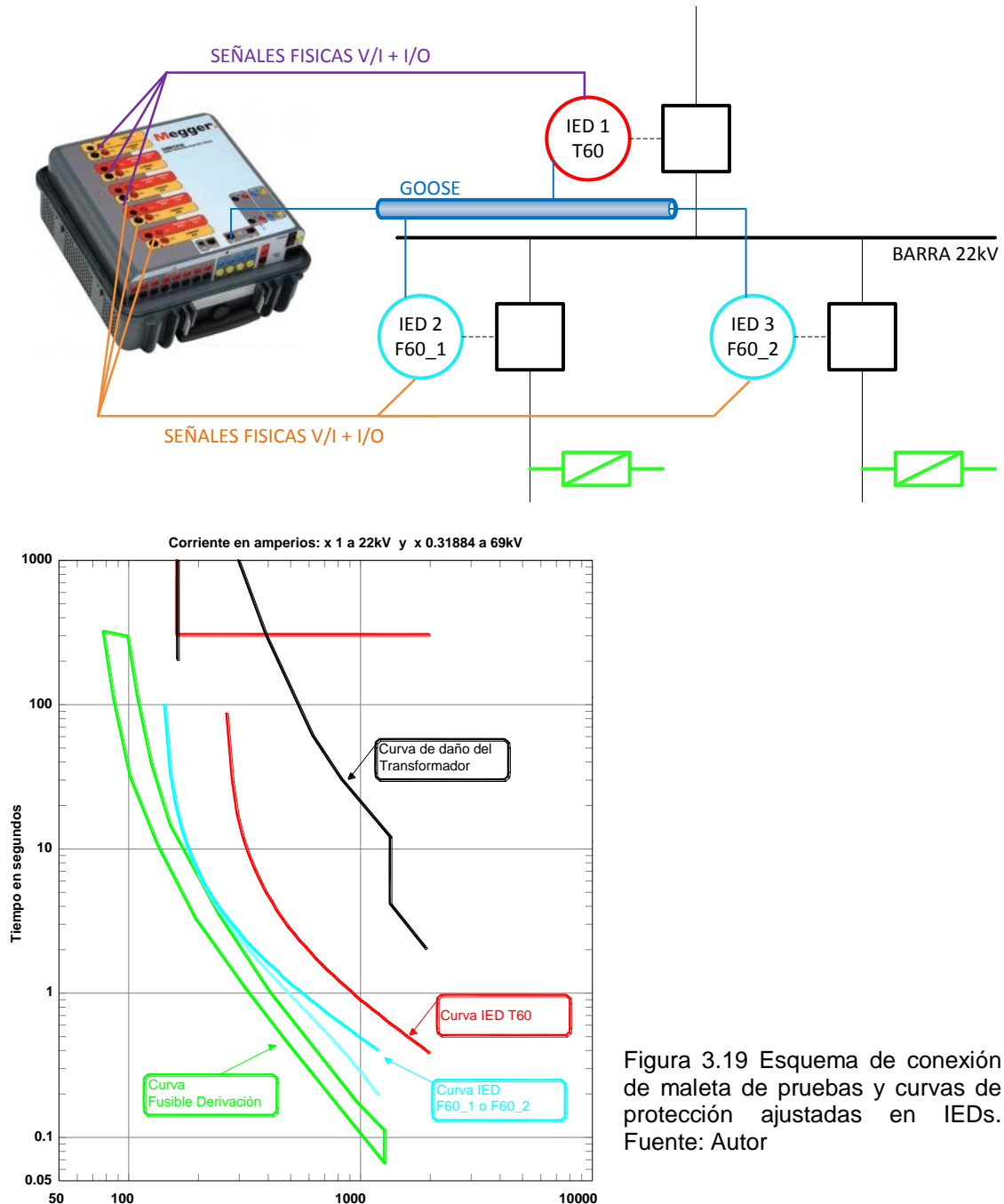


Figura 3.19 Esquema de conexión de maleta de pruebas y curvas de protección ajustadas en IEDs. Fuente: Autor

La maleta SMRT 4.10, también dispone de una interface de comunicación dedicada al monitoreo de mensajes GOOSE, que le permite suscribirse o publicar en la red en donde se distribuyen este tipo de mensajes.

Con la disponibilidad de los equipos que conforman la red de pruebas, se configuró dichos elementos para que permitan simular una corriente de falla a nivel de la barra de 22kV y aguas debajo de cualquier alimentador de una subestación.



Los mensajes que intercambian los IEDs de protección permiten habilitar o deshabilitar ciertos ajustes en el IED de la posición general, de tal manera que al activarse la protección de barra se reduce considerablemente el tiempo de actuación de la protección general, comportándose como una protección de barra simple.

La Figura 3.20 presenta en la parte izquierda las curvas de protecciones ajustadas en los IEDs que actuarían sin la activación de protección de barra, que puede deshabilitarse con la transmisión de mensajes GOOSE cuando el evento de la falla en el sistema de distribución ocurrió aguas abajo, es decir en el trayecto de la red de los alimentadores primarios.

La parte derecha de la Figura 3.20 corresponde a las curvas de protección que actuarán por activación de la protección de barra, la cual ha sido confirmada por el traspaso de mensajes GOOSE, cuando la falla ha ocurrido en la barra de 22kV.

La lógica establecida recomendada en el presente estudio, permite que los ajustes de protección del IED T60, sean modificados dependiendo del contenido de los mensajes GOOSE que son intercambiados entre los IEDs que conforman la topología de prueba.

Para el caso en que la lógica de protección, revisada en el punto 3.7.4, no sea ajustada en los IEDs, la actuación de las protecciones en la subestación se regirá a los tiempos establecidos por las curvas del lado izquierdo de la Figura 3.20, que si bien se conseguirá un despeje de la falla pero se lo hará en tiempos de alrededor de 900ms, estos tiempos son perjudiciales para los elementos de la subestación, así como para las personas que encontrasen cerca de la falla en caso de que se produjera por intervención errónea por parte de personal de mantenimiento.

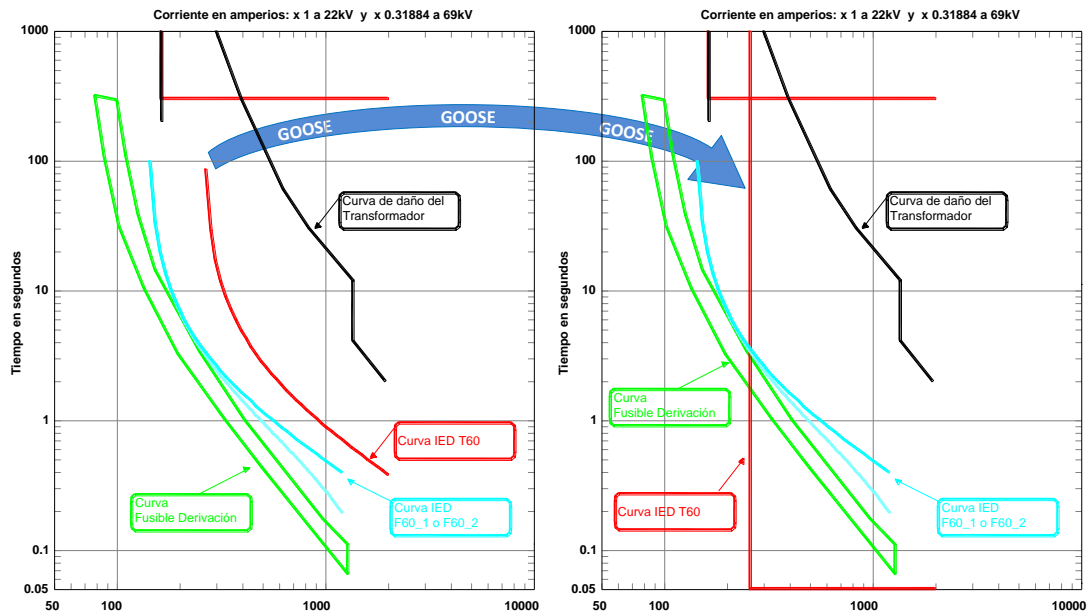


Figura 3.20 Curvas de protección en IEDs. Lado izquierdo: en una condición normal, lado derecho: modificación de la curva del IED T60 para proteger barra. Fuente: Autor

Los tiempos de actuación de la protección de barra simple, establecida por la lógica mediante mensajes GOOSE, permite reducir el despeje de la falla en barra de 22kV a tiempos estimados entre 50ms y 60 ms más el tiempo de actuación del interruptor, simulando corrientes de falla máximas según datos proporcionados por la EERSSA y para los cuales se han simulado en las pruebas de laboratorio, Figura 3.21.

3.7.6 Tiempos de actuación de IEDs, utilizando mensajes GOOSE

En la configuración de equipos planteada (Figura 3.19) para las pruebas de laboratorio, se toma en cuenta la activación del disparo (trip) emitido por los IEDs de protección a través de un contacto físico y a través de un mensaje GOOSE, cuya señal de disparo permite detener la emisión de señales de corriente de falla, con el respectivo registro de tiempo por parte de la maleta de pruebas, a fin de simular la apertura de un interruptor que en la realidad interrumpiría físicamente el paso de corriente real ante una falla.

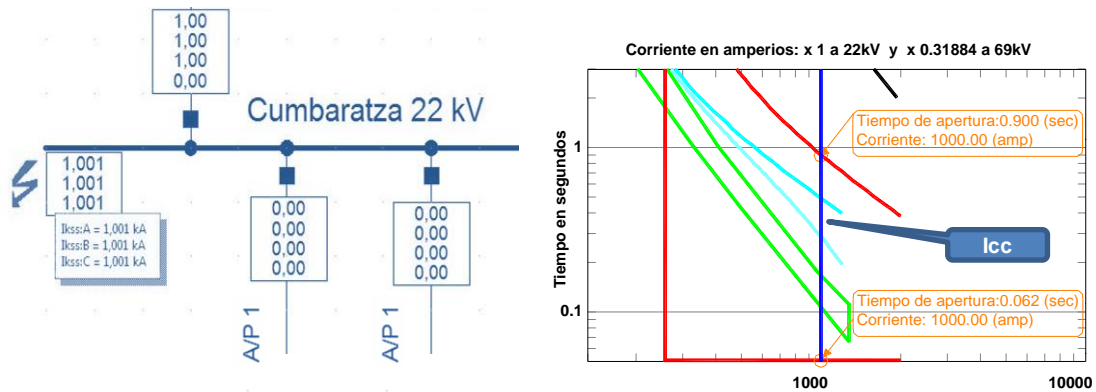


Figura 3.21 Datos de magnitud de corriente de corto circuito en la Subestación Cumbaratza y tiempos de actuación según ajustes en IEDs. Fuente: EERSSA

Los tiempos en los cuales la emisión de señales de corriente o la condición de falla es mantenida mediante la simulación de la maleta SMRT 4.10, son registrados en este mismo dispositivo, permitiendo evidenciar el tiempo de actuación de los IEDs de protección, en condiciones de una coordinación normal y bajo el accionar de los mensajes GOOSE entre dispositivos.

La Figura 3.22 representa de manera simplificada la forma en que se registró, durante las pruebas, el tiempo de actuación de los mandos de disparo emitidos por el IED de protección T60, dirigidos hacia la maleta de pruebas SMRT 4.10.

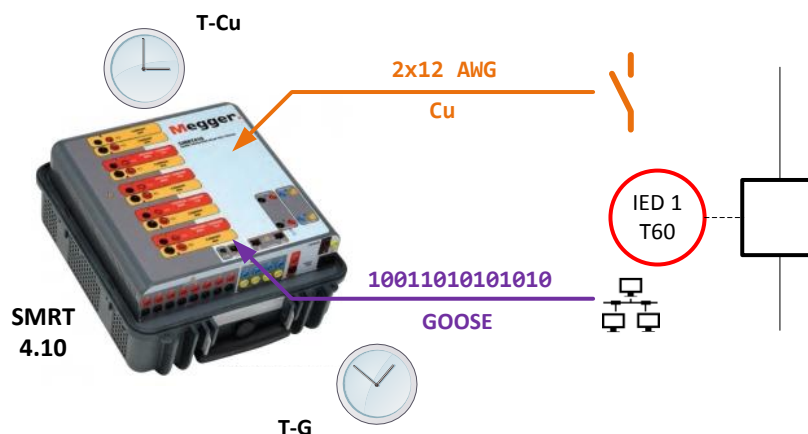


Figura 3.22 Esquema simplificado para el registro de tiempos de actuación. Fuente: Autor

Los tiempos de operación son registrados en base a la actuación de la protección simplificada de barra, la cual posee un ajuste de 50ms en la

función de sobre corriente temporizada por tiempo definido (TOC3) la cual ha sido configurada en el IED de protección T60, por tanto los tiempos que registre la maleta de prueba para dar por terminada la inyección de corriente reflejarán dicho tiempo más el lapso que toma el procesamiento del CPU del IED y el utilizado en la transmisión del mando a través de un contacto físico o por mensajes GOOSE.

Un resumen de los tiempos de actuación ha sido recolectado en la Tabla 3.2, estimando un promedio de todas las repeticiones efectuadas para registrar los tiempos de actuación por contacto físico y por mensajería GOOSE.

Tiempos de actuación del disparo de la protección IED T60

	Modos de Retransmisión en				
	Por Cable Físico (T-Cu)	Mensajes GOOSE (T-G)			
		Relajado	Medio	Agresivo	Latido Corazón "Heartbeat"
1ra prueba	13.5	12.8	5	10.3	7.7
2da prueba	12.5	5.7	10.2	7.5	8.6
3ra prueba	16	21.4	14.1	10.5	11.9
4ta prueba	25.7	10.5	11.8	12.6	6.5
5ta prueba	15.3	7.1	13	6.7	10.4
T promedio de actuación (ms):	16.60	11.50	10.82	9.52	9.02

Tabla 3.2 Tiempos de actuación por contacto físico y mediante mensajes GOOSE, configurados en varios modos de retransmisión. Fuente: Autor.

Los datos recopilados en la Tabla 3.2, corresponde al tiempo registrado mediante el cual el mando enviado desde IED de protección permite detener la simulación de corriente de falla en la maleta SMRT 4.10. El mando puede ser enviado por la actuación del cierre de un contacto físico que pertenece al IED T60, el cual es conducido por un par de cables y conectado a una entrada digital de la maleta de pruebas.

También, el mando puede ser enviado a través de la red de comunicación por medio de mensajes GOOSE, para lo cual la maleta SMRT es conectada a la misma red de comunicación en la cual se comunican los IEDs. Se

realizaron 5 intentos de prueba para cada situación, es decir el registro mediante contacto físico y con mensajes GOOSE.

Además, para el caso de los mensajes de comunicación, se realizaron registros de los diferentes modos de retransmisión que poseen los mensajes GOOSE, y que para el caso de los IEDs de la marca GE, se los denomina como modo Relajado, Medio, Agresivo y Latido Corazón “Heartbeat”.

Estos tiempos de retransmisión están contemplados en la norma IEC61850, descritos en la parte capítulo 8-1; y son representados mediante la Figura 3.23, en donde se aprecia la designación genérica de los distintos tiempos de retransmisión y que utilizados por los diferentes fabricantes pero con nombres distintos y distintas formas de aplicarlos.

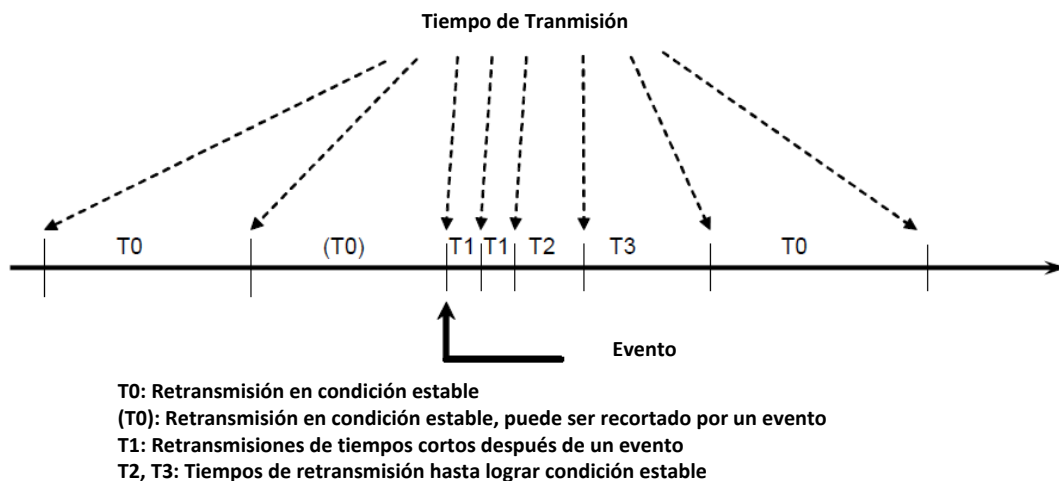


Figura 3.23 Tiempos de transmisión de mensajes GOOSE. [21]

La maleta de pruebas SMRT 4.10, al estar suscrita en la red de mensajes GOOSE, según la topología planteada para pruebas, posee un monitor de mensajes que puede ser activado, permitiendo registrar la el cambio en el valor lógico de los mensajes que se están intercambiando y a la vez registrara los tiempos de actuación de los disparos emitidos por el IED T60, mediante los cuales la inyección de señales secundarias es cesada.

En la Figura 3.24, en la parte izquierda, se puede apreciar los datos que son presentador por el monitor de mensajes GOOSE que posee la maleta de pruebas de la marca MEGGER, así como en la parte derecha se presenta los valores de inyección de señales secundaria para simulación de fallas como los contactos mediante los cuales se receptan las señales de disparo y los tiempos registrados de actuación (Trip Time).

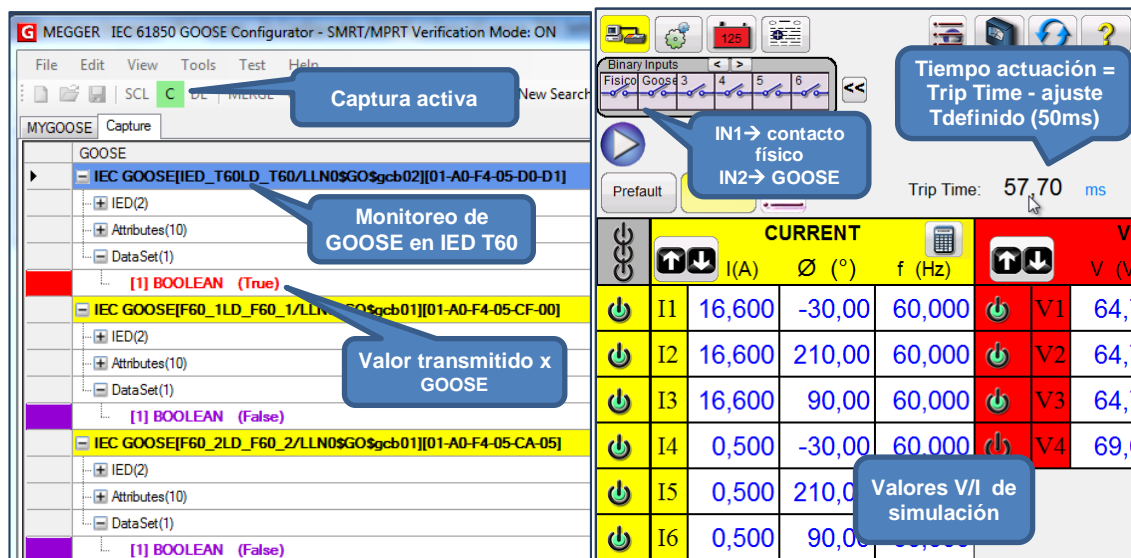


Figura 3.24 Monitor activo de mensajes GOOSE (izq) y fuente de señales de corriente secundarias con la detección del tiempo de las señales de disparo (der). Fuente: Autor

La maleta puede ser ajustada para que detenga la simulación de corrientes de falla mediante la activación de una entrada digital, que puede ser energizada por contacto físico o por mensajes de comunicación. Para las pruebas y como se aprecia en la Figura 3.24, la entrada uno (IN1) ha sido configura para recibir la señal de mando por contacto físico, y la entrada 2 (IN2) ha sido configura para recibir la señal de mando por mensajes GOOSE.

Es así como los tiempos de actuación fueron registrados y resumidos en la Tabla 3.2, efectuando cinco pruebas para ajuste propuesto, de tal manera que se puede apreciar que los tiempos de actuación de los señales de mando son similares para el caso del cable de cobre y los mensajes GOOSE, registrándose un tiempo menor al del cable de cobre, con la



configuración de retransmisión de mensajes denominada Latido Corazón “Heartbeat”.

Estos registros de tiempo permiten verificar la factibilidad de reemplazar los tradicionales circuitos de actuación, mediante cableado físico, por los mensajes transmitidos en una red de comunicación establecida en la subestación eléctrica.

3.7.7 Reporte de datos al SCADA bajo el protocolo DNP3.0

Cómo parte de la prueba, y en adición a la configuración de intercambio de mensajes GOOSE ya establecida, se debe configurar la presencia de un maestro y de esclavos bajo el protocolo DNP3.0, en vista de que bajo este protocolo los IEDs seguirán reportando a la RTU de la subestación Cumbaratza, a través de la misma red de datos a ser implementada, para la integración al sistema SCADA que posee la EERSSA.

Para el desarrollo de esta práctica personal de ingeniería de la EERSSA facilitó un equipo RTU modelo D20 de la marca GE, cuya configuración fue ajustada por el mismo personal, a fin de simular las condiciones funcionales que existen en la subestación Cumbaratza.

Para el reporte de datos y eventos, los IEDs de protección de la marca GE, de la serie UR, posee la capacidad de manejar distintos protocolos para enviar datos a sistemas SCADA y entre los disponible también se encuentra el DNP3.0.

La Figura 3.25 muestra las configuraciones efectuadas en un IED, para que pueda reportar datos bajo el protocolo DNP3.0, así mismo los IEDs de la serie UR permiten armar una tabla DNP para elegir la información que se va a reportar.

Analog Input Points		
Point	Description	Units
0	SRC 1 Phase A Current RMS	A
1	SRC 1 Phase B Current RMS	A
2	SRC 1 Phase C Current RMS	A
3	SRC 1 Neutral Current RMS	A
4	SRC 1 Ground Current RMS	A
Binary Input Points		
Points	Description	-
0	XFMR INST DIFF OP	-
1	XFMR INST DIFF OP A	-
83	TRIP_BARRA On	-
84	50_BARRA_BLK On	-
85	REM_DEV_OFF On	-
Binary Output Points		
Point	Description	-
0	Virtual Input 1	-
1	Virtual Input 2	-

Figura 3.25 Configuración esclavo DNP en IED de protección + listado de puntos a reportar.
Fuente: Autor

Con la configuración ajustada tanto para el maestro RTU, como para los esclavos IEDs bajo el protocolo DNP3.0, se pudo verificar el reporte de información desde los IEDs de protección hacia la consola de prueba con una licencia habilitada del SCADA PLA de la EERSSA, esto durante el traspaso de mensajería GOOSE bajo la misma red local instaurada en el laboratorio.

La Figura 3.26 representa una captura de pantalla, que muestra los datos que son reportados bajo el protocolo DNP3.0, y que son visualizados en pantallas que representan el diagrama unifilar de la subestación Cumbaratza, con los valores que se puede recolectar de los IEDs de protección.

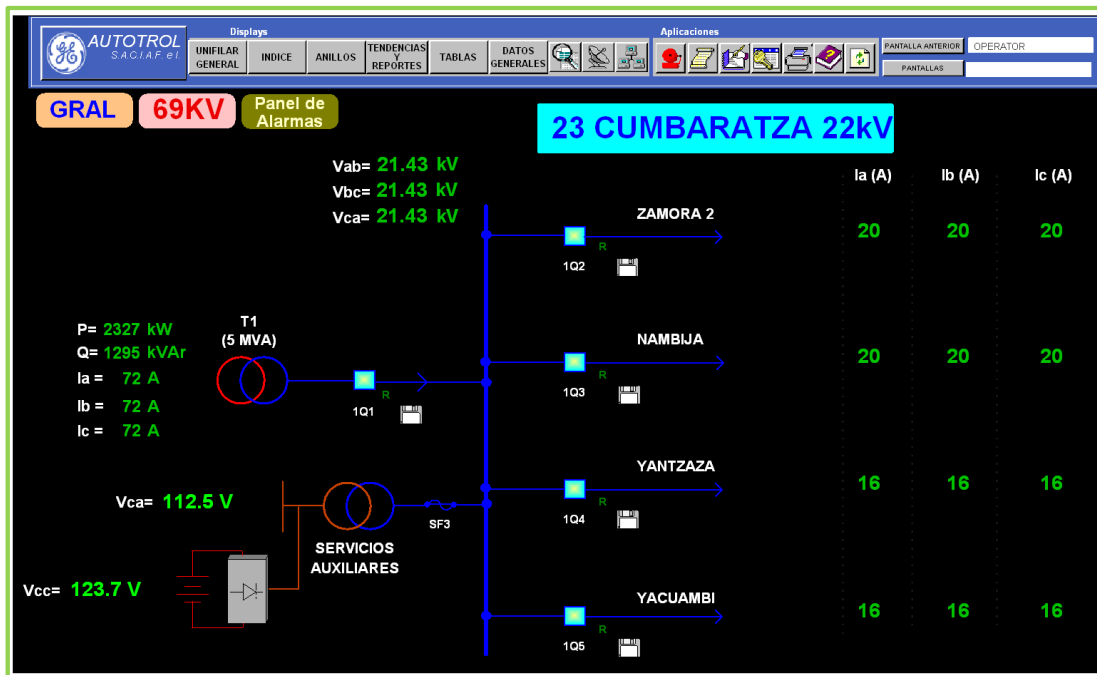


Figura 3.26 Valores reportados a SCADA, mediante protocolo DNP3.0. Fuente: Autor.

3.7.8 Visualización del tráfico de datos en la red laboratorio

Una vez que se cuenta con el intercambio de información, mediante el protocolo GOOSE, DNP3.0, y protocolos propietarios de los IEDs utilizados para administración de protecciones; se puede hacer una verificación de los paquetes cursados en la red de datos implementada para la prueba de laboratorio, para ello se ha utilizado la aplicación de software libre denominada “Wireshark GTK”⁴⁸, el cual ha sido ejecutado en el computador de ingeniería mediante el cual se permite cumplir las funciones de un visualizador de tráfico (sniffer).

La Figura 3.27, presenta una visión general del tráfico capturado durante el intercambio de información que efectúan los IEDs y la RTU entre sí, pues se puede apreciar presencia de paquetes de información correspondientes a los protocolos DNP3.0, GOOSE, TCP, UDP, para los cuales se puede aplicar un sinnúmero de filtros que permiten realizar análisis básicos del contenido de la información visualizada.

⁴⁸ Wireshark GTK.- Versión GTK del analizador de paquetes Wireshark, para presentar interfaces de usuario gráficas, librerías de capturas y filtrado de paquetes.

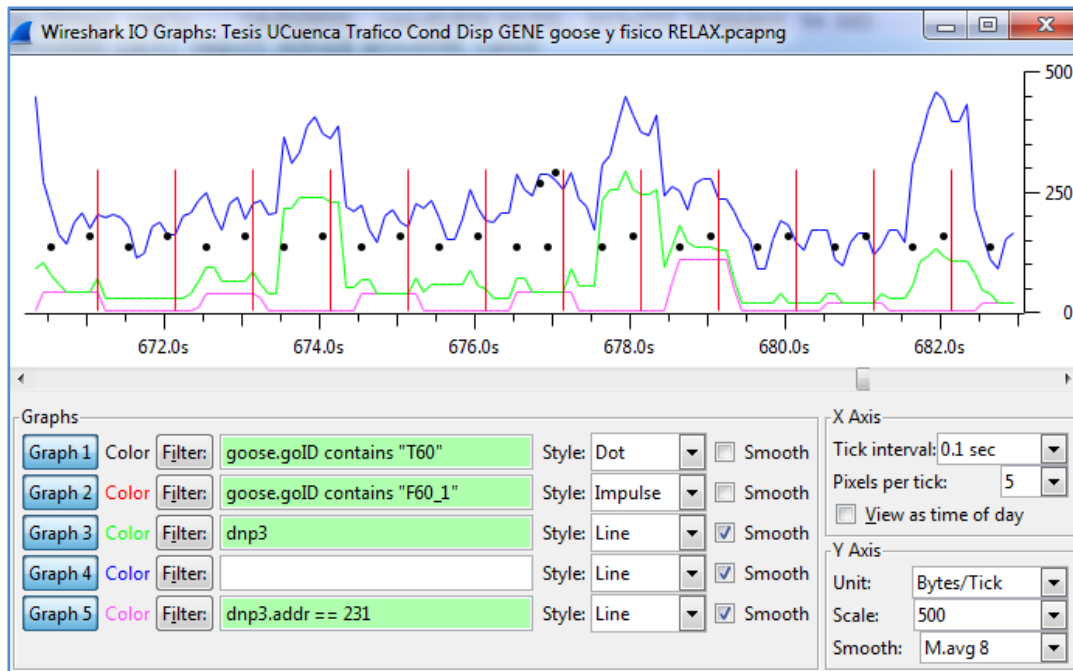


Figura 3.27 Captura de tráfico general, paquetes DNP3.0, GOOSE, TCP. Fuente: Autor.

En la Figura 3.27 se permite visualizar, en forma de gráficas, el tráfico de información capturada en uno de los puertos del switch, que ha sido configurado como espejo (mirror), para reflejar la información expresada en Bytes/división (Bytes/Tick), de la interface en donde se encuentra conectada la RTU, según la red de pruebas implementada.

En la herramienta Wireshark, se puede ajustar una serie de filtros, que permiten apreciar de mejor manera el tráfico capturado, de tal manera que en la Figura 3.27, se puede identificar que la fila denominada “Graph1” ha sido ajustada para mostrar la información en color negro, con un estilo de gráfico tipo punto (dot) y con un filtro *goose.goID contains “T60”*.

Con ello se puede señalar, que los puntos de color negro marcados en la pantalla de visualización corresponden a un tráfico GOOSE, específicamente a los mensajes que contienen el identificador ID=T60, que precisamente corresponde al identificador asignado en la instancia del grupo de datos a ser transmitidos por IED T60, según la configuración previa detallada en el punto 3.7.3.

De la misma forma, en la Figura 3.27, las demás filas “Graph2 – Graph5” han sido ajustadas para mostrar la información en distintos colores, con estilos de gráfico diferentes y con filtros de información diferentes. De tal manera que permitan visualizar y verificar en tráfico cursado que es emitido por los diferentes equipos que están comunicándose en la red.

Otro tipo de información que puede ser analizada y recolectada de la captura de tráfico, mediante la herramienta Wireshark, corresponde a la información detallada contenida en el paquete capturado.

Es así que en la Figura 3.28 se muestra un detalle, en el que sobresale la información de una de las tramas GOOSE, que corresponde al dato del IED denominado F_60, envía a los suscriptores en la red y que para el ejemplo corresponde a un dato lógico del tipo booleano, de valor falso.

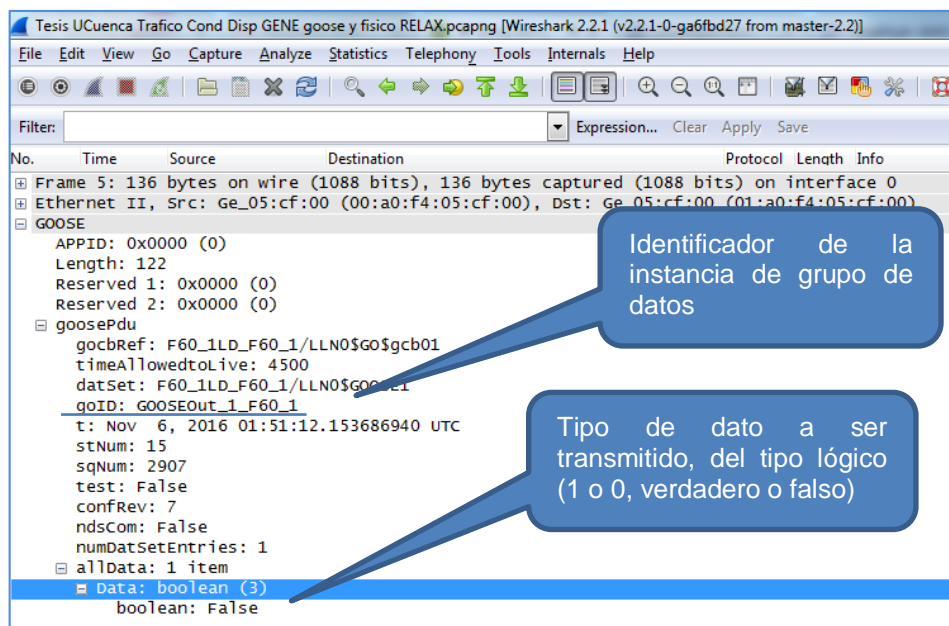


Figura 3.28 Detalle de información en mensaje GOOSE. Fuente: Autor.

Continuando con el tipo de información recolectada por la herramienta Wireshark, también se puede analizar información correspondiente a la cantidad de paquetes de cada protocolo de comunicación, que se transmite a través de la red de comunicación.

La Figura 3.29 presenta una estadística de la cantidad de paquetes por cada protocolo contenidos en el tiempo muestreado de la captura, para este ejemplo los mensajes de escaneo permanente están ajustado en un (1) segundo, es decir una actualización del mensaje GOOSE cada 1000 ms.

Protocol	% Packets	Packets	% Bytes	Bytes	Mbit/s	End	Packets	End	Bytes	End	Mbit/s
Frame	100,00 %	13705	100,00 %	1672348	0,016		0		0		0,000
Ethernet	100,00 %	13705	11,47 %	191870	0,002		0		0		0,000
GOOSE	35,91 %	4922	39,02 %	652499	0,006		4922		652499		0,006
Internet Protocol Version 4	62,91 %	8622	10,31 %	172440	0,002		0		0		0,000
User Datagram Protocol	21,89 %	3000	1,44 %	24000	0,000		0		0		0,000
Data	10,37 %	1421	3,39 %	56742	0,001		1421		56742		0,001
Distributed Network Protocol 3.0	17,39 %	2383	19,16 %	320497	0,003		1494		60909		0,001
Network Time Protocol	0,20 %	27	0,08 %	1296	0,000		27		1296		0,000
NetBIOS Datagram Service	0,05 %	7	0,08 %	1334	0,000		0		0		0,000
NetBIOS Name Service	0,28 %	39	0,12 %	1950	0,000		39		1950		0,000
Link-local Multicast Name Resolution	0,09 %	12	0,02 %	264	0,000		12		264		0,000
Transmission Control Protocol	28,84 %	3952	9,70 %	162260	0,002		1282		26371		0,000
Distributed Network Protocol 3.0	19,48 %	2670	4,93 %	82489	0,001		2670		82489		0,001
Internet Control Message Protocol	12,13 %	1662	3,98 %	66480	0,001		1662		66480		0,001
Data	0,06 %	8	0,71 %	11840	0,000		8		11840		0,000
Address Resolution Protocol	0,96 %	132	0,22 %	3696	0,000		132		3696		0,000
Logical-Link Control	0,15 %	21	0,04 %	714	0,000		0		0		0,000
ISO 9542 ESIS Routing Information Exchange Protocol	0,15 %	21	0,04 %	651	0,000		21		651		0,000
Internet Protocol Version 6	0,06 %	8	0,03 %	536	0,000		0		0		0,000
Internet Control Message Protocol v6	0,06 %	8	0,01 %	184	0,000		8		184		0,000

Figura 3.29 Estadística de información contenida en captura. Fuente: Autor.

Los datos mostrados en figura anterior, ponen de manifiesto un dato interesante respecto a la cantidad de paquetes del protocolo GOOSE, que respecto a la cantidad de paquetes capturados representa un 35,91%, y en referencia al tamaño de información medido en Bytes constituye un 39 % del resto de información.

Con estos datos se vuelve necesario reevaluar, la configuración de los mensajes GOOSE a ser transmitidos, por lo que es conveniente recordar que el tiempo de retransmisión en condición estable T0 o el denominado Latido Corazón “Heartbeat”, es configurado por el usuario y puede tomar valores entre 1 a 60 segundos, dependiendo de la necesidad del usuario y la capacidad de la red.



CONCLUSIONES

El desarrollo del presente estudio, ha permitido llegar a las siguientes conclusiones:

- Con la selección adecuada de las características técnicas de comunicación, de los Dispositivos Electrónicos Inteligentes, se ha logrado plantear algunas opciones para actualizar la red de comunicación de la subestación Cumbaratza. Las sugerencias más relevantes se encuentran presentadas en los puntos 3.2 – 3.5 del presente estudio.
- La ejecución de las pruebas de laboratorio, ha permitido confirmar que si se puede mejorar las protecciones de una subestación eléctrica trabajando con protocolos de comunicación mixtos, implementados bajo una misma red, permitiendo mantener la tecnología SCADA existente en la subestación de la EERSSA; y dando flexibilidad a la selección y uso de protecciones eléctricas mediante la actualización de información contenida en el uso de mensajería GOOSE.
- El estudio del estándar IEC61850 y sus protocolos de comunicación ha permitido advertir necesidades imperiosas en continuar con estrategias de modernización, en cuanto soluciones que permitan una migración paulatina; o dependiendo de los recursos económicos disponibles, optar por una migración agresiva e incursionar en la planeación de instalaciones nuevas con tecnologías modernas, flexibles, escalables y de fácil mantenimiento.
- El conocimiento adquirido tras la revisión técnica y bibliográfica, y la disponibilidad de equipamiento por parte de la EERSSA, permitió desarrollar pruebas de laboratorio que ayudaron a verificar la factibilidad de utilización de protocolos mixtos en la red de comunicación de la subestación Cumbaratza, luego de implementar las adecuaciones recomendadas, para cambiar la topología de la red existente.



RECOMENDACIONES

Durante la ejecución del presente trabajo investigativo, se pudo concretar recomendaciones enfocadas a la viabilidad de implementación del proyecto de protección de barra simple mediante la utilización de mensajes GOOSE, así como mejoras al sistema que pueden ejecutarse, según el siguiente detalle:

- Durante las pruebas de laboratorio efectuadas se pudo advertir la necesidad en la utilización de VLANs, estrategias encaminadas en mantener la seguridad y estabilidad de la red. Creando segmentos para los principales servicios a manejarse en una subestación eléctrica. Un ejemplo de configuración que puede ser aplicada en las instalaciones disponibles de la EERSSA, para la subestación Cumbaratza, ha sido descrita en el punto 3.3 del presente estudio
- Para los futuros planes de modernización de las instalaciones de la EERSSA, principalmente las subestaciones o de tratarse de instalaciones nuevas, es recomendable considerar a parte de los equipos de protecciones, los estudios de una arquitectura de red de comunicaciones considerando la incorporación de equipamiento de networking, tales como switch, router, equipos de redundancia, los cuales permitirán mejorar la administración de la red de telecomunicaciones de la EERSSA.



ANEXOS

Anexo A:

Nodos lógicos, agrupados en categorías.

Categorías de Nodos Lógicos		Nro. Nodos Lógicos	
Grupo Indicador	Grupo Nodo Lógico	1ra Edición	2da Edición
A	Control Automático	4	5
C	Control Supervisado	5	6
G	Función Genérica	3	4
I	Interfaces y Equipamiento	4	6
L	Nodos lógicos del sistema	3	9
M	Medición	8	13
P	Funciones de Protección	28	30
R	Funciones relacionadas a protección	10	11
S	Sensores, Monitorización	4	20
T	Transformadores de Medida	2	4
X	Disyuntores y Seccionadores	2	2
Y	Transformadores de potencia y funciones Relacionadas	4	18
Z	Otros equipamientos del sistema de potencia	15	9
K	Equipamiento primario mecánico y no-eléctrico	--	5
Q	Eventos de calidad de potencia	--	6
	Monitorización y supervisión	--	11
Total:		92	159



TRABAJOS FUTURO

El alcance del estándar IEC61850 y sus protocolos de comunicación, dan lugar a continuar en el desarrollo de nuevas filosofías en cuanto a funciones de protección y control en el campo de los sistemas eléctricos de potencia, y demás sistemas en donde se requiera de una automatización.

En el ámbito de la Telemática y especialmente en los sistemas de comunicación y redes de las subestaciones eléctricas, se puede advertir trabajos futuros como los resumidos en los siguientes puntos:

- Actualización de las redes de Tele-comunicación y creación de lógicas de protección, para permitir desarrollar protecciones diferenciales de líneas de transmisión y sub-transmisión, utilizando el protocolo de comunicación GOOSE del estándar IEC61850, entre subestaciones eléctricas.

La protección diferencial de línea, es utilizada para la detección de fallas ocurridas en el trayecto de las líneas de transmisión o subtransmisión, que permiten interconectar subestaciones o centrales de generación, cuyas instalaciones se encuentran separadas geográficamente.

El principio básico se fundamenta en comparar los valores de corriente que son registrados por los IEDs ubicados en ambos extremos de la línea, y cuya diferencia será evaluada a fin de ejecutar las acciones que se han programado.

Al estar las dos instalaciones separadas geográficamente, se requiere que la información de los valores registrados por los IEDs pueda ser intercambiada, para que pueda ser evaluada de manera constante en el tiempo, con el objetivo de poder actuar en el momento en que se presente una falla.

El intercambio de información entre los dispositivos de protección se lo realiza por diferentes medios de comunicación, y actualmente el más utilizado y confiable es el cable de fibra óptica. Sin embargo, la ejecución de la función de protección, requiere de una tarjeta adicional de comunicación, para establecer la compartición de datos entre dispositivos.

Dicha particularidad se la utiliza a fin de asegurar un intercambio de información a través de un canal exclusivo entre IEDs, con el objeto de no registrar pérdidas o retrasos en el traspaso de información. Puesto que la información transmitida erróneamente, puede causar una operación inadecuada de la protección.

Usualmente los distintos fabricantes utilizan protocolos de comunicación propietarios para el intercambio de información y poder ejecutar los algoritmos de protección previamente ajustados. Ello significa que los IEDs utilizados en la protección de línea deban ser de la misma marca, modelo y características para poder cumplir su cometido.

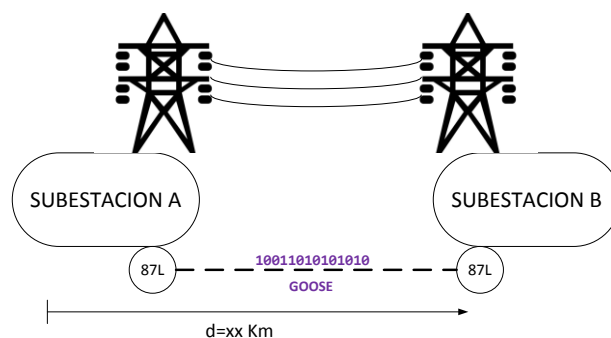


Figura 3.30 Intercambio de información entre subestaciones, mediante mensajes GOOSE.
Fuente: Autor.

Los trabajos futuros deberán ser orientados a utilizar los canales de comunicación existentes entre subestaciones, distanciadas geográficamente, con el objetivo de intercambiar información mediante el protocolo GOOSE (Figura 3.30) y crear lógicas de



protección que permitan intercambiar información para permitir el funcionamiento de un algoritmo de protección orientado al diferencial de línea.

- Planeamiento de una red WAN que permita el desarrollo de selectividad lógica, es decir una red amplia de mensajes GOOSE, aplicada en cámaras de distribución en media tensión ubicadas físicamente a lo largo de alimentadores primarios, en donde la coordinación temporal de curvas de protección ya no es viable aplicarlas.

La incorporación de elementos de control y protección a lo largo de alimentadores primarios en media tensión (MT), específicamente con estaciones de distribución soterradas, se constituye en una modernización a la red de distribución, orientada a mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica.

El hecho de incorporar elementos de interrupción, que operan ante la actuación de relés de protección, involucra establecer una coordinación entre los mismos, con el fin de asegurar su correcta y oportuna operación.

Tal como se analizó en el punto 1.3.4, del presente estudio, la coordinación de protecciones eléctricas usualmente se la efectúa mediante una selectividad cronométrica ante la actuación de cada IED. Sin embargo, al disponer de varios elementos de protección dispuestos en una topología en cascada, este tipo de coordinación temporal, muchas de las veces se vuelve inaplicable.

En tal sentido, un trabajo futuro deberá ser orientado en diseñar, planificar y ejecutar una red amplia de telecomunicaciones, orientada a permitir el intercambio de mensajes GOOSE entre las distintas estaciones de interrupción y seccionamiento ubicadas a lo largo de los alimentadores primarios.

Con ello, se podrán generar lógicas de protección orientadas en utilizar una selectividad lógica, que permita tomar la decisión de que elemento debe operar, ante el suceso de una falla en la red.

La Figura 3.31, pretende simbolizar una red amplia de mensajes GOOSE (WAN GOOSE), que involucra los equipos de protección de una subestación y las distintas estaciones de interrupción a lo largo del alimentador primario. También se identifica la disposición de curvas de protección de los IEDs a lo largo de la red, cuya separación temporal no sería la suficiente para permitir una coordinación adecuada.

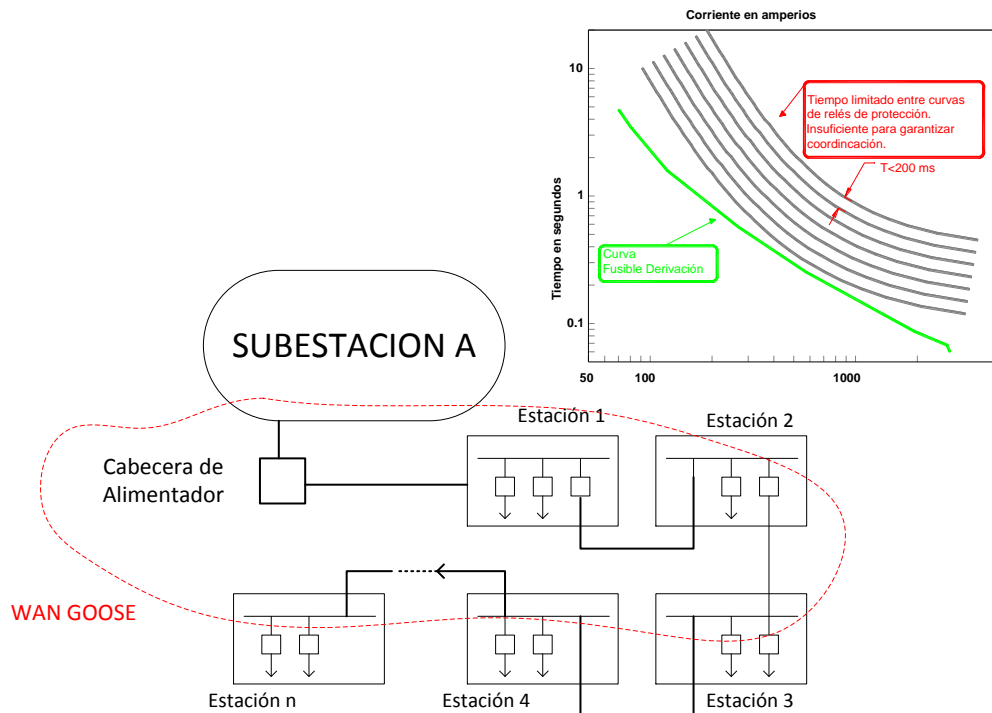


Figura 3.31 Representación de una red amplia para mensajes GOOSE. Fuente: Autor.

- Como proyecto complementario al presente estudio, se puede continuar profundizando en el análisis de los tiempos de transmisión de mensajes GOOSE del *tipo analógico*, para que conjuntamente con la creación de lógicas de protección, se permita el desarrollo de funciones de protección por deslastre de carga.



Es decir, la comparación en tiempo real de los valores analógicos de los diferentes circuitos o alimentadores primarios en una subestación eléctrica, de tal manera que el resultado permita tomar acciones automáticas en el retiro de cargas no indispensables, con la finalidad de no permitir la actuación de la protección de sobrecarga del o los transformadores de potencia.

Con este tipo de función, se permitirá evitar la desconexión total de una subestación de distribución, debido a sobrecargas en sus alimentadores, transmitiendo por mensajes GOOSE entre IEDs, la apertura del circuito menos indispensable que permita seguir operando al resto de la subestación.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] G. E. Harper, Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. Limusa, 2006.
- [2] Subestación Obrapía, agosto 2014, archivo del Autor.
- [3] J. R. Martín and E. O. Pérez, Diseño de subestaciones eléctricas. McGraw-Hill/Interamericana, 1992.
- [4] Índice, “Diagrama Unifilar Simplificado”, Imagen Pantalla sistema SCADA de la EERSSA, marzo 2015.
- [5] Unifilar detallado SE Cumbaratza, Agosto 2015, archivo EERSSA.
- [6] Red de comunicaciones EERSSA, Agosto 2015, archivo EERSSA.
- [7] Registro fotográfico SE Cumbaratza, Agosto 2015, archivo EERSSA.
- [8] H. A. Santana, D. A. López Sarmiento, and E. R. Trujillo, “REDES DE COMUNICACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA - UN PASO HACIA LA TECNOLOGÍA DE LAS REDES INTELIGENTES SMART GRIDS,” REDES DE INGENIERIA, vol. 3, no. 2, pp. 77–91, Jan. 2013.
- [9] P. E. P. Cardoso, “Avaliação do impacto em comissionamento e testes de funcionamento numa subestação com protocolo CEI 61850,” 2013.
- [10] B. Nogueira, “Protocolo de Comunicação IEC 61850”, Trabalho Fim de Curso, Universidade Salvador, UNIFACS, Brasil, 2007.
- [11] International Standard, “IEC 61850-1: Introduction and overview”, IEC, First edition, 2003.



[12] International Standard, “IEC 61850-2: Glossary”, IEC, First edition, 2003.

[13] International Standard, “IEC 61850-3: General requirements”, IEC, First edition, 2003.

[14] International Standard, “IEC 61850-4: System and project management”, IEC, First edition, 2002.

[15] International Standard, “IEC 61850-5: Communication Requirements for Functions and Device Models”, IEC, First edition, 2003.

[16] International Standard, “IEC 61850-6: Configuration Description Language for Communication in Electrical Substations related to IEDs”, IEC, First edition, 2004.

[17] International Standard, “IEC 61850-7-1: Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment – Principles and models”, IEC, First Edition, 2003.

[18] International Standard, “IEC 61850-7-2: Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment - Abstract Communication Service Interface (ACSI)”, IEC, First Edition, 2003.

[19] International Standard, “IEC 61850-7-3: Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment - Common Data Classes”, IEC, First Edition, 2003.

[20] International Standard, “IEC 61850-7-4: Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment - Compatible Logical Nodes Classes and Data Classes”, IEC, First Edition, 2003.



- [21] International Standard, “IEC 61850-8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3”, IEC, First edition, 2004.
- [22] International Standard, “IEC 61850-9-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link”, IEC, First edition, 2003.
- [23] International Standard, “IEC 61850-9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3”, IEC, First edition, 2004.
- [24] International Standard, “IEC 61850-10: Conformance testing”, IEC, First edition, 2005.
- [25] A. Cascaes, R. Abboud e R. Pellizzoni, “Sistemas de Protección e Automatización de Subestaciones de Distribución e Industrias usando a Norma IEC 61850”, XIII Encuentro Regional Ibero Americano de CIGRE (ERIAC), Puerto Iguazú, Argentina, 2009.
- [26] “GE Multilin: Products - Bus Protection.” [Online]. Available: <http://www.gedigitalenergy.com/multilin/catalog/bus.htm#ppa>. [Accessed: 01-May-2015].
- [27] G. R. Clarke, D. Reynders, y E. Wright, “Practical modern SCADA protocols: DNP3, 60870.5 and related systems”. Newnes, 2004.
- [28] O. Torres, E. M. Samaniego, D. Reynders, y E. Wright, “Practical modern SCADA protocols: DNP3, 60870.5 and related systems”. Newnes, 2004.
- [29] InterNational Electrical Testing Association and C. Werstiuk, Eds., The relay testing handbook: principles and practice. Arvada, CO: Valence Electrical Training Services, 2012.
- [30] C. Kriger, S. Behardien, and J.-C. Retonda-Modiya, “A detailed analysis of the GOOSE message structure in an IEC 61850 standard-based substation automation system,” International Journal of Computers Communications & Control, vol. 8, no. 5, pp. 708–721, 2013.